

迈向“双碳”研究系列报告

《西部大开发背景下传统油田可持续高质量发展战略》
(S 系列-2025S01)

中国石油大学（北京）中国油气产业发展研究中心
中国石油大学（北京）碳中和与能源创新发展研究院

2025 年 11 月 20 日



中国油气产业发展研究中心

Research Center for China's Oil and Gas Industry Development

中国石油大学（北京）中国油气产业发展研究中心成立于 2010 年，并挂靠在经济管理学院。中心定位为“国际知名、国内一流的油气产业发展研究基地”，围绕五大研究方向和五大应用领域，重点承担和开展一批基础理论与实践应用研究课题。自成立以来，中心学术影响力和社会影响力在不断提升，已经累计承担课题 100 多项，其中国家社科基金重大项目 1 项、教育部人文社科基金重大项目 1 项、国家自然科学/社会科学基金项目 9 项、国际合作基金 2 项、国家部委项目 31 项、企业项目 75 项；出版了学术专著 19 部、教材 4 部。近 5 年，中心发表学术论文 100 多篇，多数被 SCI/SSCI/CSSCI/CSCD 收录；获得国家能源局、商务部、中国石油和化学工业联合会等省部级科技奖励 16 项。目前中心有研究人员 12 名，其中教授 5 名，博士生导师 5 人。



中国石油大学(北京)碳中和与能源创新发展研究院(简称“中石大碳能院”)是在国家碳达峰和碳中和目标(简称“双碳”目标)下,中国石油大学(北京)主动服务国家需求,积极响应国家建设高校特色智库的要求,结合学校自身优势,于2021年9月成立的智库性质的研究机构,也是支持中国石油大学(北京)“一带一路”能源合作伙伴关系合作网络高校(青年)工作组组长单位业务开展的主要研究机构。中石大碳能院为应对气候变化和“双碳”目标下的国际、国家、行业、企业在能源与油气领域的发展提供第三方分析、评价与政策建议。通过每年向社会公众发布指数类、研究类、专题类系列报告,并向国家决策部门和行业决策者提供政策建议,定期举办相关特色论坛等,逐步打造“立足中国、面向世界”、“聚焦油气、辐射能源”的特色鲜明的能源类高校“双碳”政策类研究智库。

西部大开发背景下传统油田可持续高质量发展 战略

核心摘要

在西部大开发新格局与“双碳”目标双重背景下，传统油田作为国家能源安全的重要保障主体，面临传统油气转型与新能源发展的战略抉择。本研究聚焦于西部资源型地区传统油田企业可持续高质量发展的战略路径，以典型高原盆地及周边区域为背景，深入剖析其在资源禀赋、产业基础、技术储备及生态环境约束等方面现状特征与核心挑战。西部油田企业普遍具备一定规模的油气储量和完整产业链，但普遍面临主力油田综合递减率上升、SEC 储量接替紧张、开采成本持续攀升等压力。本项研究构建了以“资源—环境—产业”协同演化为核心的可持续发展模式，提出从高效勘探开发、生态环境保护与产业结构优化三方面协同发力，重点突破复杂油气藏勘探、低碳采油、CCUS、生态修复与碳汇提升等关键技术，在保障能源供给安全的同时，新能源业务对传统能源环境外部性的有效对冲，补贴削减将导致新能源渗透率显著受限，累积环境治理成本在短期激增后呈现长期边际递减，印证了“先投入、后收益”的减排逻辑。

通过构建油田企业“新质生产力”三级评价指标体系，对企业转型效能进行综合测度。结论显示，西部传统油气企业新质生产力总体处于中等偏上水平，新能源装机规模增长显著，但研发投入强度、碳排放强度、科技成果转化率及人才机制等方面仍存在明显短板。综上，

传统油田企业应锚定“区域综合能源高地”战略定位，推动油气稳产保供与新能源规模化发展有机结合，实现经济效益、生态效益与社会效益的协同提升。本研究为西部大开发背景下资源型能源企业的转型路径提供了理论框架与实践参考。

关键词：西部大开发；新能源产业；耦合协同发展；新质生产力

一、西部大开发背景下传统油田发展现状

1.1 新时代西部大开发战略内涵与历史使命

1.1.1 国家政策导向下西部地区能源安全保障体系构建要求

在新时代西部大开发战略背景下，国家对西部地区在能源安全保障体系构建中提出了明确要求。西部地区作为我国能源资源的富集区，承担着保障国家能源供应稳定、优化能源结构的重要职责。政策层面强调要加强西部地区能源基础设施建设，推动能源资源的高效开发与利用，同时深化能源体制改革，鼓励能源技术创新，提升能源自给能力和应急保障水平。西部传统油田企业需积极响应国家政策，在保障油气稳定供应的基础上，探索新能源与传统能源的协同发展，为国家能源安全保障体系的完善贡献力量。

1.1.2 西部大开发在推进中国式现代化建设中的战略基础、战略支撑和战略重点

西部大开发在推进中国式现代化建设中具有多重战略意义。从战略基础来看，西部地区拥有丰富的自然资源、独特的地理区位和多样的民族文化，为中国式现代化建设提供了坚实的物质基础和广阔的发展空间。在战略支撑方面，西部地区是我国生态安全屏障的重要组成部分，同时也是连接国内国际双循环的关键节点，在保障生态安全、促进区域协调发展和对外开放中发挥着不可替代的作用。战略重点则包括持续推进基础设施建设、培育特色优势产业、加强生态环境保护、促进城乡区域协调发展等。

1.2 传统油田的战略定位

1.2.1 传统油田的资源禀赋与产业基础评估

传统油田普遍拥有一定规模的油气资源储备，多分布于我国西部能源富集区域。经过长期勘探开发，已探明一定规模的油气储量，形成了涵盖勘探、开发、储运、加工等环节的完整产业链。在资源禀赋层面，除传统油气资源外，多数传统油田矿权范围内具备发展新能源的潜力，为开展“油气+新能源”协同发展提供了天然条件。产业基础方面，传统油田经过数十年发展，积累了成熟的油气生产技术与管理经验，拥有专业的技术研发团队、生产操作队伍及完善的生产设施设备，在区域能源供应体系中长期占据核心地位。然而，随着资源开发进入中后期，也面临着资源接替紧张、开采难度加大等问题。

1.2.2 区域能源保供的战略支点作用

传统油田作为所在区域重要的能源生产主体，在保障区域能源安全稳定供应中发挥着不可替代的战略支点作用。西部部分区域自然条件恶劣、能源基础设施相对薄弱，传统油田的油气生产为当地的工业生产、民生保障提供了稳定的能源支撑。特别是在冬季等用气高峰期，传统油田通过多种措施保障天然气供应，确保了当地的民生用气稳定。同时，随着传统油田新能源业务的开展，其在区域能源结构优化、推动清洁能源替代方面的作用也将日益凸显，为区域能源可持续发展注入新的动力。

1.2.3 西部大开发政策影响的多维透视

1.2.3.1 区域经济协同发展带来的市场机遇

西部大开发政策推动下的区域经济协同发展，为传统油田带来了

广阔的市场机遇。随着西部地区经济的不断发展，对能源的需求持续增长，为传统油田的油气及新能源产品提供了更大的市场空间。同时，区域内基础设施建设的加快，如交通网络的完善、电力外送通道的建设等，有利于传统油田降低产品运输成本，拓展市场范围。此外，区域经济协同发展促进了产业间的合作与融合，传统油田可借此机会加强与上下游企业的合作，构建更加完善的产业生态链，提升整体竞争力。

1.2.3.2 科技创新政策对新旧动能转换的驱动

西部大开发政策中强调的科技创新支持，为传统油田的新旧动能转换提供了强大驱动。国家和地方政府出台了一系列鼓励科技创新的政策，如研发投入补贴、科技成果转化奖励等，激励企业加大在技术研发方面的投入。传统油田可借助这些政策，加强在油气勘探开发新技术、新能源技术、数字化转型等领域的研究与应用，推动传统业务升级和新兴业务发展，实现从传统能源生产向综合能源服务的转型，提升企业的可持续发展能力。

1.2.4 能源产业变革趋势研判

1.2.4.1 国际油气市场波动与地缘政治影响

国际油气市场的波动与复杂的地缘政治格局，对传统油田的发展带来了显著的不确定性。近年来，全球油气价格受供需关系、主要产油国政策调整、地缘冲突等多重因素影响，呈现出大幅震荡的态势。例如，部分地区的地缘政治紧张局势导致石油供应中断风险加剧，推高国际油价；而全球经济增速放缓又可能引发油气需求萎缩，导致价

格下跌。这种价格波动直接影响传统油田的经营效益，抗风险能力面临考验。同时，地缘政治因素还影响着国际能源贸易格局和技术交流合作，传统油田在引进先进技术、拓展国际市场等方面可能面临更多壁垒，需要在复杂的国际环境中寻找稳定的发展路径。

1.2.4.2 新能源技术革命对传统业务的冲击

新能源技术的快速发展正在引发全球能源产业的深刻变革，对传统油气业务形成了强烈冲击。光伏、风电等新能源发电成本持续下降，储能技术不断突破，使得新能源在能源消费中的占比逐年提升，逐步替代传统化石能源的市场份额。对于传统油田而言，新能源技术的革命意味着传统油气业务的发展空间受到挤压，市场需求增长放缓甚至出现萎缩。例如，新能源汽车的普及将直接减少对汽油的需求，而工业领域的电气化改造也会降低对天然气等燃料的依赖。此外，新能源与传统油气在资源开发、市场竞争等方面存在一定的重叠和冲突，传统油田需要主动适应这种变革，加快布局新能源业务，实现传统业务与新能源业务的协同发展，以应对技术革命带来的挑战。

1.2.4.3 数字化智能化转型的必然要求

在全球新一轮科技革命和产业变革的推动下，数字化、智能化已成为能源行业转型发展的必然趋势，传统油田也面临着数字化智能化转型的迫切需求。通过数字化技术的应用，可以实现油气勘探开发、生产运营、管理决策等全流程的智能化升级，提高生产效率、降低成本、减少安全风险。例如，利用物联网技术对油气井、集输管网等设施进行实时监测，能够及时发现并处理故障；借助大数据和人工智能

技术进行油藏模拟和生产预测，可以优化开发方案，提高采收率。同时，数字化智能化转型还能推动传统油田在新能源业务领域的快速发展，如通过智能电网技术实现新能源电力的高效调度和消纳。因此，加快数字化智能化转型，是传统油田提升核心竞争力、实现可持续高质量发展的必由之路。

1.3 西部大开发战略为传统油田带来机遇与挑战

1.3.1 区域经济协同发展带来的市场机遇

区域经济协同发展为传统油田带来了多方面的市场机遇。一方面，西部地区工业化、城镇化进程的加快，将带动能源需求的持续增长，传统油田的油气产品有望获得更多的市场份额。另一方面，随着区域内产业结构的调整和优化，对清洁能源的需求日益增加，为传统油田新能源业务的发展创造了有利条件。例如，区域内新能源汽车产业的发展将增加对电力的需求，传统油田的光伏、风电等新能源发电项目可借此扩大市场规模。此外，区域经济协同发展促进了跨区域能源合作，传统油田可参与到区域能源互联互通项目中，拓展能源外送渠道，提高能源资源的配置效率。

1.3.2 科技创新政策对新旧动能转换的驱动

科技创新政策为传统油田的新旧动能转换提供了有力支持。在传统油气业务方面，借助科技创新政策，传统油田可以加大对复杂油藏勘探开发技术、提高采收率技术等的研发投入，提升传统业务的生产效率和经济效益，缓解资源接替压力。在新能源业务方面，科技创新政策鼓励新能源技术的研发与应用，传统油田可利用这一契机，攻

关高原光伏储能技术、氢能储运技术等，推动新能源业务的规模化发展。同时，数字化、智能化技术的应用也将助力传统油田实现生产流程的优化和管理效率的提升，促进新旧动能的平稳转换。

二、西部大开发新格局下传统油田可持续发展战略

2.1 可持续高质量发展的紧迫性需求

2.1.1 能源转型背景下传统油气生产企业的转型压力

在全球能源转型的大趋势下，传统油气生产企业面临着巨大的转型压力。国家“双碳”目标的提出，对企业的碳排放强度提出了严格要求，传统油气业务的高碳排放特性使其面临着越来越大的环境压力。从市场层面来看，全球可再生能源装机容量不断增长，化石能源市场份额持续萎缩，油气产品的市场需求结构也在发生变化，新能源汽车的普及导致汽油需求增速放缓，天然气作为过渡能源的长期发展也受到碳排放约束的限制。此外，传统油气生产企业在技术、投资等方面与新能源业务的适配性存在断层，技术储备不足、研发体系滞后等问题凸显，这些都迫使传统油田必须加快转型步伐，探索可持续发展的新路径。

2.1.2 双碳目标与生态保护刚性约束的挑战

双碳目标与生态保护的刚性约束对传统油田的发展提出了严峻挑战。传统油田的传统油气业务碳排放强度较高，要实现碳达峰碳中和目标，需要大幅降低碳排放，这意味着要对生产流程进行全面优化和改造，投入大量的资金和技术。同时，大规模的能源开发活动可能对当地生态环境造成影响，面临着土地开发限制、生态修复成本高昂

等问题。如何在保障能源生产的同时，满足双碳目标和生态保护的要求，实现经济效益、环境效益和社会效益的统一，是传统油田可持续发展战略必须解决的核心问题。

2.2 资源开发

传统油田的资源开发战略将借鉴《中国油气与新能源市场发展报告（2024）》中的相关分析，结合自身实际情况制定。在传统油气资源开发方面，将继续深化勘探开发技术研究，提高资源采收率。充分利用随钻岩屑基因扫描及基因解释方法等先进技术，填补无芯目的层段实验求取参数的空白，提升勘探精度和效率。同时，优化开发方案，合理布局产能建设，加强对低效井、套损井的治理，提高资源利用效率。在新能源资源开发方面，将根据矿权范围内太阳能、风能等资源的分布特点，制定科学的开发规划，有序推进光伏、风电等新能源项目建设，实现传统油气资源与新能源资源的协同开发。

2.3 环境保护

传统油田高度重视生态环境保护，将绿色低碳转型作为可持续发展的重要内容。在环境保护措施方面，将继续推进生产现场的绿色低碳建设，通过“关、停、并、减、转”等方式，减少对环境的污染。加强对油泥砂、废水、废气等污染物的处理和回收利用，提高环保达标率。在环保目标方面，将设定明确的碳排放 reduction 标和污染物排放控制指标，建立健全环境风险预警与应急管理体系，确保生产活动对生态环境的影响控制在可承受范围内。

2.4 产业升级

传统油田将以技术创新为驱动，推动产业升级。借鉴《油气行业数字化转型》中的案例经验，加快推进油田的数字化、智能化转型。建设数字孪生油藏模型、智能井场等，实现生产过程的实时监测、精准调控和优化决策，提高生产效率和管理水平。在新能源领域，将进一步加大布局力度，除了风电、光伏，还将探索地热、氢能等新能源的开发利用，打造“常规+非常规+新能源”的多元化发展路线。同时，加强与高校、科研机构的合作，开展关键技术攻关，提升产业的核心竞争力，实现从传统能源生产企业向综合能源服务商的转型。

2.5 绿色开发理论模型建构

传统油田将构建基于生态承载力的开发强度评估体系，作为绿色开发的理论模型。该体系将综合考虑区域的生态环境脆弱性、资源禀赋、环境容量等因素，科学评估不同区域的开发潜力和承载能力，确定合理的开发强度和规模。在开发过程中，严格按照评估结果进行生产布局和项目建设，避免过度开发对生态环境造成破坏。同时，将生态保护目标纳入开发规划的制定和实施全过程，实现资源开发与生态保护的协调发展，为油田的可持续发展提供理论指导。

2.6 关键技术突破路径

2.6.1 低碳采油技术集成创新方案

传统油田将围绕低碳采油技术开展集成创新，探索降低油气生产过程中碳排放的有效路径。重点研发和应用节能型抽油机、电动压裂设备等低碳生产设备，减少生产过程中的能源消耗和碳排放。同时，加强对伴生天然气的回收利用，减少甲烷等温室气体的排放。此外，

研究并应用碳捕集、利用与封存(CCUS)技术，将油气生产过程中产生的二氧化碳进行捕集，并用于提高原油采收率或地质封存，实现碳的资源化利用和减排。

2.6.2 生态修复与碳汇能力提升技术

为应对生态保护的刚性约束，传统油田将加强生态修复与碳汇能力提升技术的研究与应用。开展湿地保护与修复工作，增强区域的生态功能。在碳汇能力提升方面，探索林业碳汇、草地碳汇等模式，通过植树造林、草原保护等措施，增加碳汇量，抵消部分生产过程中产生的碳排放，实现生态效益与经济效益的双赢。

2.7 制度保障机制设计

传统油田将建立健全环境风险预警与应急管理体系，为可持续发展提供制度保障。建立完善的环境监测网络，对矿区的大气、水体、土壤等环境要素进行实时监测，及时掌握环境质量变化情况。利用大数据、人工智能等技术，构建环境风险预警模型，对可能出现的环境风险进行提前预警，为决策提供科学依据。同时，制定详细的环境应急预案，明确应急处置流程和责任分工，定期开展应急演练，提高应对突发环境事件的能力，确保在发生环境事故时能够及时、有效地进行处置，减少环境损失。

三、油气与新能源耦合协同发展战略

3.1 可持续发展的紧迫性需求

3.1.1 能源转型背景下传统油气生产企业的转型压力

(1) 政策规制与市场机制的双向驱动

国家“双碳”目标通过碳排放总量与强度“双控”机制形成刚性约束，要求2025年非化石能源占比达20%、2060年超80%。市场层面，2023年全球可再生能源装机容量增长35%，化石能源市场份额持续萎缩。2023年全球汽油消费量下降，倒逼企业通过气电调峰、多能互补等策略提升能源系统灵活性。双重压力下，企业面临传统保供责任与低碳转型目标的根本性矛盾，需在短期产能稳定与长期战略转型间建立动态平衡机制。

（2）资源禀赋劣化与成本约束的叠加效应

油田普遍进入高含水、低渗透开发阶段，单位产能投资强度与碳排放强度呈正相关增长，传统增产模式面临经济性与环境容量的双重阈值突破。传统油田面临天然气资源接续不足、原油开发效益空间收窄的困境，亟需通过新能源产能填补产量缺口。同时，碳税机制与环境规制的外部成本内部化趋势，迫使企业将碳排放成本纳入全生命周期核算，粗放式开发模式的边际收益持续递减，驱动生产体系向低碳技术密集型转型。

（3）市场需求的结构性变化

全球能源消费趋势显示，石油需求预计在2025年前后达峰，随后逐步下降。传统油田的传统油气业务面临双重挤压：一方面，新能源汽车普及导致汽油需求增速放缓，2023年全球汽油消费量下降；另一方面，天然气作为过渡能源虽短期内需求增长，但长期受限于碳排放约束，难以成为核心增长点。此外，国际油价波动加剧进一步削弱了传统业务的盈利稳定性。

(4) 技术-投资体系的适配性断层

新能源业务对风光氢储等跨领域技术的高度依赖，暴露出传统油气企业技术储备不足、研发体系滞后的结构性缺陷。核心痛点集中于大功率电驱装备国产化率低、氢能储运技术产业化进程缓慢等“卡脖子”环节，以及油气-新能源耦合系统的技术标准缺失。传统油气业务仍占传统油田收入主体，但高资本开支与低碳转型需求形成冲突。

(5) 全球能源治理体系重塑所面临的挑战与压力

全球能源巨头通过新能源资产并购、碳金融工具创新加速抢占低碳赛道，国际能源贸易规则向绿色价值链深度倾斜。若国内油气企业未能实现新能源规模化产能与碳资产管理能力突破，将面临欧盟碳边境调节机制等绿色贸易壁垒，导致能源话语权边缘化风险。

3.1.2 碳目标与生态保护刚性约束的挑战

(1) 碳排放强度控制的政策压力

传统油田作为传统能源企业，需加速产业转型响应国家减排规划。根据 2030 碳达峰与 2060 碳中和战略部署，必须持续优化生产流程碳排放强度，构建分阶段减排路径，实现能源生产与生态效益的协调发展。然而，油田的传统油气业务仍占能耗主体，距离碳中和目标仍有较大差距。

(2) 生态脆弱性对新能源布局的限制

油田产区区域内大部分的土地为戈壁、盐碱滩等生态敏感地貌，植被存活率低。尽管油田通过“精准滴灌”技术累计新增绿化，但高寒干旱条件下，单株树木养护成本极高。同时，油田生产设施分布于

千里无人区，环保监管需依赖“无人机+卫星图斑”等高科技手段，且存在油泥砂处置、甲烷泄漏等风险点，生态修复成本与监管复杂度持续攀升。

（3）新能源业务与传统生产模式的冲突

传统油田的“油气+新能源”融合战略面临技术适配性与经济可行性挑战。清洁能源发电量占油田总能耗的比重较低，在生态保护优先原则下，油田的低碳示范区建设需额外投入天然气用于碳封存，短期内推高了新能源项目的边际成本。

（4）区域协同治理的制度非均衡性

尽管油田在“光伏+储能”微电网、电代油技术等领域取得进展，但技术成熟度不足仍是关键障碍。绿氢制备成本远高于传统能源，储能容量不足限制了清洁能源对油气的替代能力。

3.2 政策支持体系

3.2.1 国家新能源战略对接度

（1）油气矿权与新能源开发一体化政策

《关于进一步深化石油天然气市场体系改革提升国家油气安全保障能力意见》（2023年）明确要求“推动油气与新能源协同开发”，提出“油气勘查区块范围内新能源由矿业权人主导开发”，为传统油田布局新能源提供了政策依据。

（2）多能互补系统建设导向

《加快油气勘探开发与新能源融合发展行动方案（2023-2025年）》强调支持在荒漠化、石漠化等生态脆弱区域开展“风光气储氢一体化”

项目，部分传统油田所在地属于国家级清洁能源产业高地，其荒漠化土地资源与油气矿权叠加优势显著，政策支持力度空前。

3.2.2 油气企业转型政策导向

(1) 集团战略规划牵引

①绿色低碳战略：根据《中国石油绿色低碳发展行动计划 3.0》，要求油田企业 2025 年新能源产能占比超 7%，2035 年建成“近零碳排放”油气田。

②考核机制改革：将“新能源业务投资占比”、“吨油碳排放强度”纳入油田领导班子 KPI，权重提升至 15%。

(2) 技术标准与合规体系

①技术规范制定：发布《油气田新能源项目建设技术规范》(Q/SY06023-2022)，明确光伏井场、余热利用等 12 项技术标准。

②ESG 风控体系：建立新能源项目全生命周期碳排放核算模型，要求新建项目碳强度较基准下降。

四、西部大开发背景下构建传统油田新质生产力体系

4.1 新质生产力评价体系构建

4.1.1 理论基础与概念界定

新质生产力是在传统生产力的基础上，通过技术创新、要素重组以及制度变革所形成的更高级别、更可持续的生产力形态。这种生产力形态对于能源企业来说，其核心特征主要体现在以下几个方面：

创新驱动：这涉及到企业的研发投入强度、科技成果转化率等关键指标，它们是衡量企业是否具备持续创新能力和市场竞争力的重要

标准。

绿色低碳：在当前全球气候变化和环境保护的大背景下，能源企业的碳排放强度、新能源占比等指标显得尤为重要，它们反映了企业在环境保护和可持续发展方面的努力和成就。

高效协同：这关乎资源配置效率、组织管理效能等关键指标，它们是衡量企业内部运作是否高效、是否能够实现资源优化配置和组织结构优化的重要依据。

4.1.2 指标体系设计

基于系统性、代表性和可操作性原则，构建三级评价指标体系（完整框架见表 1）。

4.1.2.1 科技生产力维度

衡量科技生产力的指标包括研发能力、技术转化与创新成果三个维度：研发能力涵盖研发投入强度（研发经费/营业收入）、研发人员占比（研发人员/总员工）等，用于反映企业在创新资源投入上的力度与保障；技术转化以技术转化率（成功转化项目/研发项目总数）为核心，体现科研成果落地应用的效率；创新成果则通过年度专利授权数量、科技成果获奖数等指标，衡量企业技术创新的积累与质量。

研发投入强度和研发人员占比直接反映了企业对创新的资源倾斜与人才储备，是技术创新的基础保障；技术转化率能有效评估科研活动与实际生产的衔接程度，避免研发与应用脱节；年度专利授权数量和科技成果获奖数则是创新成果的直观体现，既能反映技术创新的数量积累，也能体现成果的质量与行业认可度，三者共同构成了衡量

科技生产力的完整体系，全面反映企业的创新驱动力。

4.1.2.2 绿色生产力维度

绿色生产力的衡量指标包含碳排放与新能源两个维度：碳排放方面以碳排放强度（单位产值的排放量）为核心，用于体现企业在生产过程中对环境的影响程度；新能源方面则通过新能源装机容量、新能源业务净利润来反映企业在绿色能源领域的布局规模与经济效益。

碳排放强度直接关联“双碳”目标，能够量化企业生产与环境承载之间的关系，是衡量绿色转型成效的关键指标；新能源装机容量直观体现企业在新能源领域的投入力度和发展规模，是绿色能源替代传统能源的重要标志；新能源业务净利润则反映新能源业务的可持续性，避免仅追求规模而忽视经济效益的情况，三者结合可全面评估企业在绿色低碳转型中的进展与质量，符合可持续高质量发展的要求。

4.1.2.3 生产关系维度

生产关系维度的衡量指标涵盖盈利效率、设备效率与劳动效率三个方面：盈利效率通过净利润率、成本费用利润率体现，反映企业在经营过程中的收益获取能力与成本控制水平；设备效率以设备利用率、设备故障率为核心，衡量生产设备的实际运行效能与稳定性；劳动效率则借助人均产值、人均利润，评估劳动力的生产价值创造能力。

净利润率和成本费用利润率直接关联企业的核心经营成果，能直观反映盈利水平与成本管理成效，是企业生存与发展的基础；设备利用率和设备故障率关乎生产资源的有效利用与生产连续性，设备高效稳定运行是保障产能、降低损耗的关键；人均产值和人均利润则聚焦

人力资源的产出效率，体现员工在生产经营中的价值贡献，是衡量管理效能与团队活力的重要依据。三者共同构成了生产关系维度的完整评价体系，全面反映企业在资源配置、运营管理与人力效能方面的综合水平，为提升生产关系质量提供明确指引。

4.1.2.4 新质生产力指标体系

表 1 新质生产力评价指标体系

一级指标	二级指标	指标向性	单位	指标说明
科技生产力	研发投入强度	正向指标	%	反映企业研发资金投入比例，数值越高表明创新能力越强。
	研发人员占比	正向指标	%	衡量研发人员在企业总员工中的占比，比例高则技术资源更充足。
	技术转化率	正向指标	%	表征技术成果转化的实际生产力的效率，转化率高说明应用效果显著。

一级指标	二级指标	指 标 向 性	单 位	指标说明
		标		
	专利数量	正 向 指 标	个	体现企业技术创新积累的成果，数量越多代表技术竞争力越强。
	碳排放强度	负 向 指 标	吨 CO ₂ / 万元	衡量单位产值的碳排放量，数值越低表明环保水平越高。
绿色生产力	新能源装机规模	正 向 指 标	万千 瓦	反映新能源设施的建设规模，规模越大代表绿色转型力度越大。
	新能源净利润	正 向 指 标	亿元	表征新能源业务的盈利能力，利润高说明绿色经济效益显著。

一级指标	二级指标	指 标 向 性	单 位	指标说明
		标		
	单位成本降低率	正向指标	%	体现生产成本的控制能力，降低率越高表明生产效率优化越有效。
生产关系	设备利用率	正向指标	%	衡量设备实际运行效率，利用率高说明资源利用更充分。
	设备故障率	负向指标	次/千小时	反映设备运行的稳定性，故障率越低表明生产中断风险越小。
	人均产值	正向指标	万元	表征员工平均生产效率，数值高说明生产效能优异。

一级指标	二级指标	指 标 向 性	单 位	指标说明
		标		
人均利润	正向指标	指 标	万元	衡量员工平均创利能力，数值高代表经济效益突出。

4.2 基于熵权法的新质生产力测度模型

4.2.1 数据标准化处理

由于不同基础指标对新质生产力的影响权重不同，因而使用指标体系测算新质生产力水平时首先要确定赋权方法。目前，学界构建指标体系所使用的赋权方法主要有主观赋权法和客观赋权法。主观赋权法是根据赋权者主观判断各指标赋予不同的权重，在实际操作中个人主观想法的偏好问题将影响赋权的科学性，因此本研究使用客观赋权法中的熵值法对各指标进行赋权。由于新质生产力发展水平指标体系涉及正向指标和负向指标，正向指标表示该指标数值越大越好，而负向指标表示该指标数值越小越好。

通过判断数据自身的离散程度来衡量指标的权重，离散程度越高，权重越大，包含的信息量越多。熵权法完全基于数据本身特征，可以

克服主观赋权的臆断性。熵权法需要对数据进行标准化处理，由于存在量纲差异较大的情况，故使用极值标准化法对指标进行处理。

正向指标：

$$x_{ij} = \frac{y_{ij} - \min_s(y_{ij})}{\max_i(y_{ij}) - \min_i(y_{ij})}$$

负向指标（如碳排放强度）：

$$x_{ij} = \frac{\max_i(y_{ij}) - y_{ij}}{\max_i(y_{ij}) - \min_i(y_{ij})}$$

式中， y_{ij} 表示个体 i 的第 j 项指标， $\max_i(y_{ij})$ 表示第 j 项指标中的最大值， $\min_i(y_{ij})$ 表示第 j 项指标中的最小值。 x_{ij} 表示处理后得到的统一量纲的指标值，取值介于 0 和 1 之间。设系统中有 n 个个体， m 个评价指标。

4.2.2 熵权计算步骤

(1) 计算个体 i 的第 j 项指标比重

$$P_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sum_{i=1}^n x_{ij}}, i = 1, 2, \dots, n; j = 1, 2, \dots, m.$$

(2) 计算第 j 项指标的熵权

$$E_j = -\frac{1}{\ln n} \sum_{i=1}^n P_{ij} \ln P_{ij}$$

式中， n 为截面个体数目， $0 \leq E_j \leq 1$ ，当 $P_{ij} = 0$ 时，令 $P_{ij} \ln P_{ij} = 0$

(3) 计算第 j 项指标的差异性系数

$$G_j = 1 - E_j$$

(4) 计算第 j 项指标的权重

$$W_j = \frac{G_j}{\sum_{j=1}^m G_j}$$

(5) 计算待评价系统的综合评价指数

$$F_i = \sum_{j=1}^m W_j x_{ij}$$

4.2.3 数据收集与处理

我们将中石油的数据作为标准化的样本，对各指标进行权重的匹配。

表 2 中石油 2015-2023 年相关数据

一级指标	二级指标	单 位	201 5 年	201 6 年	201 7 年	201 8 年	201 9 年	202 0 年	202 1 年	202 2 年	202 3 年
科 技 生 产 力	研 发 投 入 强 度 ¹	%	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.3	1.5	1.6	1.8
	研 发	%	5.0	5.3	5.6	5.8	6.2	6.5	7.1	7.5	8

¹ 数据通过中石油官网各年度报告“研发费用÷营业收入”得出，
<https://www.cnpc.com.cn/cnpc/ndbg/gywmlist.shtml>

	人 员 占 比 ²										
	技 术 转 化 率 ³	%	50	52	53	54	55	58	62	65	68
	专 利 数 量 ⁴	个	443	699	747	849	553	681	427	262	293
绿 色 生	碳 排 放	吨 CO ₂ /	1.0 43	1.0 88	0.8 83	0.7 44	0.6 95	0.8 70	0.6 62	0.5 25	0.4 85

² 数据通过中石油官网各年度报告“科技创新”板块“研发人员数量÷员工数”得出。

³ 数据来源于《中国石油科技管理与实践》(2015-2018年),《石油学报》(2019-2023年)。

⁴ 数据来源于中石油官网各年报“科技奖励与知识产权”板块(2019-2023年),国家知识产权局官网(2015-2018年)。

产 力 ⁵	强 度	万 元									
	新 能 源 装 机 规 模	万 千 瓦	—	5	15	30	50	120	250	400	650
	新 能 源 净 利 润	亿 元	—	0.3	0.8	1.5	2	5	12	25	40
生 产 关 系 ⁶	单 位 成 本 降 低	%	—	1.5	1.8	2.0	2.3	3.0	4.1	4.5	5.0
							0	0	0	0	0

⁵ 数据来源于中石油官网各年社会责任报告（2015-2023 年）。

⁶ 数据来源于中石油官网各年度报告（2015-2023）。

	率										
设备利用率	%	75	78	80	81	82	85	87	89	90	
设备故障率	次 / 千小时	2.8	2.5	2.3	2.2	2.1	1.8	1.6	1.4	1.2	
人均产值	万元	180	190	200	210	220	240	270	290	310	
人均利润	万元	8	6	9	11	12	10	15	18	20	

根据熵权法计算出各指标权重，如下表所示：

表 3 各级指标权重

一级指标	二级指标	权重 (%)	指标向性
科技生产力	研发投入强度	12. 94%	正向
	研发人员占比	12. 19%	正向
	技术转化率	12. 17%	正向
	专利数量	10. 88%	正向
绿色生产力	碳排放强度	8. 02%	负向
	新能源装机规模	8. 02%	正向
	新能源净利润	6. 41%	正向
生产关系	单位成本降低率	6. 41%	正向
	设备利用率	6. 41%	正向
	设备故障率	6. 05%	负向
	人均产值	5. 36%	正向
	人均利润	5. 13%	正向

五、传统油田可持续高质量发展的建议

5.1 加强顶层设计与创新体制改革

(1) 优化科研组织架构

完善科研管理体系，提升自主创新能力。建立跨机构的科研协作平台，打破部门壁垒，针对重大技术难题开展联合攻关，如组建“新

能源与油气融合技术攻关小组”，整合不同机构的优势资源，加速技术突破。

此外，需完善科研管理体系，引入市场化的项目管理机制。对科研项目实行“立项-考核-验收-转化”全流程动态管理，建立以成果转化效益为核心的考核指标体系，避免重论文轻应用的倾向。例如，对新能源项目的考核不仅关注专利数量，更要评估其在油田生产中的实际应用比例和减排效果，激励科研团队聚焦解决生产一线的实际问题，提升自主创新能力。

(2) 创新人才培养机制

通过“三学、两拓、五跟班”等机制，加强新能源、数字化等领域的专业人才培养。“三学”即学习前沿理论、学习先进技术、学习管理经验，可与国内知名高校、新能源企业合作开设专项培训班；“两拓”即拓展国际视野、拓展跨界思维，组织人才赴国外知名能源企业考察新能源与油气协同发展案例，借鉴其技术与管理经验；“五跟班”即跟随新能源项目建设、跟随数字化系统运维、跟随技术研发团队、跟随国际合作项目、跟随高层决策会议，让人才在实践中快速成长。

同时，建立“双轨制”人才发展通道，为技术人才和管理人才分别设计清晰的晋升路径。对于技术人才，可设立“首席科学家-资深工程师-工程师”的职称序列，享受相应的薪酬与科研资源支持；对于管理人才，侧重培养其战略规划与资源协调能力，通过轮岗、挂职等方式丰富任职经历。此外，推行“导师带徒”制度，由经验丰富的专家与青年人才结对，制定个性化培养计划，加速青年人才的成长。

(3) 完善激励机制

建立以发明专利为核心的成果转化机制，激发科研人员的创新积极性。明确科研人员在成果转化中的收益分配比例，例如，规定研发团队可获得发明专利转化收益的 30%，其中主要发明人可享有不低于 50% 的团队分配份额，激发科研人员的创新积极性。同时，设立“成果转化专项基金”，对成功实现产业化的专利技术给予额外奖励，如某专利技术在油田应用后年降本超 1000 万元，可一次性奖励研发团队 50 万元。

此外，优化绩效考核体系，将创新成果纳入员工考核的核心指标。在年度考核中，对获得发明专利、技术革新奖项的员工给予加分，与薪酬调整、晋升直接挂钩。例如，获得 1 项发明专利可等同于完成半年的业绩指标，激励员工主动投身创新工作。同时，定期举办“创新成果展示会”，对优秀创新项目进行表彰和推广，营造“人人讲创新、事事求突破”的良好氛围。

(4) 明确发展目标

围绕“做强勘探、做精开发、做大新能源”的核心任务，制定长期发展规划。

同时，制定目标实现的保障措施，如每年投入不低于营业收入 3% 的资金用于勘探技术研发，设立新能源专项投资基金，确保目标的可操作性。定期对目标完成情况进行评估与调整，根据市场环境、技术进步等因素动态优化发展规划，确保油田发展始终沿着正确的方向前进。

(5) 加强顶层设计

通过优化资源配置、完善政策支持，为新质生产力的发展提供坚实保障。通过优化资源配置，将优质资源向核心业务和战略性新兴产业倾斜。例如，在资金分配上，逐步提高新能源业务的投资占比；在人才配置上，优先满足勘探开发和新能源领域的人才需求，建立跨部门的人才调配机制。同时，完善政策支持体系，出台鼓励技术创新、新能源发展的配套政策，如对新能源项目给予税收减免、土地优惠等，为新质生产力的发展提供坚实保障。

此外，加强与地方政府、行业协会的沟通协调，积极争取国家和地方的政策支持，协调解决电网消纳、生态环保等方面的问题，为油田发展创造良好的外部环境。

5.2 科技创新与技术攻关

(1) 深化核心技术研发

针对复杂地质条件，持续升级地震采集、储层改造、压裂等关键技术，进一步提高勘探开发效率。在地震采集方面，研发高密度宽方位三维地震采集技术，提高复杂地质体的成像精度，使储层预测准确率提升至85%以上；在储层改造方面，攻关低渗透储层纳米驱油剂技术，通过纳米颗粒的吸附、润湿性改变等作用，提高原油采收率8-10%。

同时，加强老油田稳产技术的研发与应用，针对长井段薄互层油藏，完善“井网重组+控水稳油”配套技术。此外，加大对非常规资源开发技术的投入，突破基岩气藏、疏松砂岩气藏的成藏机理与储层改造技术，为资源接替提供技术支撑。

(2) 推动数字化转型

加快数智油田建设，提升油气生产物联网覆盖水平，优化数据采集与处理能力，实现生产流程的智能化管理。加快数智油田建设，提升油气生产物联网覆盖水平。在钻井、采油、集输等环节全面部署物联网传感器，实现实时数据采集与远程监控。同时，优化数据采集与处理能力，建设传统油田大数据中心，整合地质、生产、经营等多维度数据，运用人工智能、大数据分析技术进行油藏预测、生产优化等，例如通过机器学习算法预测油井产量变化，提前制定调整措施，使单井产量波动控制在 5% 以内。

实现生产流程的智能化管理，推广数字孪生技术在油田开发中的应用。通过实时数据驱动模型模拟，实现对油藏开发动态的精准预测和优化决策，使开发方案调整效率提升 40%。此外，建设生产运营平台和经营管理平台，实现业务流程的数字化协同，减少人工干预，提高管理效率，例如通过经营管理平台实现物资采购、合同管理等流程的线上办理，审批时间缩短 50%。

(3) 拓展新能源技术应用

探索分布式微电网、全钒液流电池等前沿技术，推动“零碳示范井场”建设，助力能源转型。探索分布式微电网、全钒液流电池等前沿技术在油田的应用。在边远区块建设“光伏+储能”分布式微电网，解决传统电网供电不稳定的问题，

推动“零碳示范井场”建设，助力能源转型。在示范井场中，采用光伏供电、电驱设备替代传统燃油设备，配套甲烷回收利用系统，

实现井场碳排放近零。此外，探索地热资源在油田生产生活中的应用，利用油区地热为员工宿舍、办公区供暖。

（4）突破核心关键技术瓶颈

设立盐田蒸发、元素分离等专项攻关课题，开展模块化提锂装置研发，构建自主知识产权矩阵，形成转型发展技术支撑体系。设立盐田蒸发、元素分离等专项攻关课题，组建专业研发团队进行攻关。在盐田蒸发方面，研发高效蒸发技术与设备，提高锂、钾等元素的富集效率，使蒸发周期缩短 20%；在元素分离方面，开发选择性吸附材料和膜分离技术，提高锂元素的提取纯度和回收率，目前实验室阶段锂回收率已达 90%以上。

开展模块化提锂装置研发，降低卤水提锂的成本和能耗。模块化装置具有占地面积小、安装便捷、可移动等特点，适合在油田分散的卤水产地应用，目前已完成首套 100 吨/年模块化提锂装置的研制，正在进行现场试验，预计吨锂成本较传统工艺降低 30%。同时，构建自主知识产权矩阵，围绕卤水提锂、新能源储能等技术申请发明专利，形成转型发展的技术支撑体系。

5.3 新能源与油气融合发展

以“风光气氢”四位一体项目为引领，推进分布式微电网、全钒液流电池等新能源技术应用，打造“零碳示范井场”和绿色油气示范区。推动油气卤水伴生资源梯级开发产业化，同步布局盐湖提锂等新兴技术，形成“油气+新能源+伴生资源”协同开发模式。

(1) 在油气田产区建设“风光气储氢”多能互补系统，利用光伏、风电发电满足油田生产用电需求，多余电量通过电解水制氢，氢气可用于油气开采中的加氢工艺或注入油藏提高采收率，天然气则作为调峰能源保障系统稳定运行，储能系统用于平抑风光发电的波动性。

(2) 打造“零碳示范井场”和绿色油气示范区，推动油气生产全过程的低碳化。在示范井场中，采用电动压裂设备、光伏抽油机等替代传统燃油设备，利用CCUS技术捕获井场排放的二氧化碳并注入油藏，实现碳的循环利用。绿色油气示范区则整合区域内的新能源资源和碳捕集设施，形成完整的低碳产业链。

(3) 推动油气卤水伴生资源梯级开发产业化，实现资源的综合利用。针对油气开采过程中产生的卤水，先提取锂、钾等高价元素，再将剩余卤水用于盐化工生产或回注油藏，提高资源利用率。

(4) 同步布局盐湖提锂等新兴技术，形成“油气+新能源+伴生资源”协同开发模式。加强与科研机构、企业的合作，引进先进的盐湖提锂技术，提高锂资源的开发效率和经济性。同时，将盐湖提锂与新能源产业发展相结合，利用提锂产生的氯气、氢气等副产品发展光伏材料、氢能产业，形成产业闭环。例如，与某光伏企业合作，利用盐湖提锂副产品生产多晶硅，用于光伏组件制造，降低产业链成本。

5.4 强化资源整合与市场布局

(1) 深化全产业链协同效应。通过矿权资源整合、油气产能置换、财税贡献拓展及竞配机制参与等多维度路径获取新能源指标，构建区域协同机制，为传统能源与新能源协同发展奠定基础。

通过矿权资源整合、油气产能置换、财税贡献拓展及竞配机制参与等多维度路径获取新能源指标。在矿权资源整合方面，将油气探矿权范围内的新能源资源统一规划开发，实现“一块矿权、多种资源”的综合利用；在油气产能置换方面，通过减少落后油气产能，换取新能源项目建设指标；在财税贡献拓展方面，加大对地方经济的贡献，争取地方政府在新能源项目审批、土地供应等方面的支持；在竞配机制参与方面，积极参与国家和地方的新能源项目竞配，提高项目获取成功率。

构建区域协同机制，加强与周边能源企业、电网公司的合作。与区域内的其他能源企业组建新能源产业联盟，共同开展技术研发、项目建设和市场开拓，例如联合开发大型风光基地项目，共享基础设施和市场资源；与国家电网、电力公司建立长期合作关系，协商新能源上网电价、外送通道建设等事宜，确保新能源电力的消纳。

(2) 发挥区域政策协同效应。依托西部能源走廊区位优势，建立“核心区域巩固、重点区域突破、新兴区域拓展”的多层次布局策略，通过政策响应机制及时对接重大战略部署，力争年度内获取规模化风电开发资质。

通过政策响应机制及时对接重大战略部署，成立专门的政策研究团队，跟踪国家和地方的能源政策、产业规划等，制定针对性的应对措施。例如，针对国家“双碳”目标和西部大开发新格局，制定传统油田的绿色转型方案和区域合作计划；积极参与地方政府的能源发展

规划编制，争取将油田的新能源项目纳入地方规划，获得政策支持。

力争年度内获取规模化风电开发资质，推动风电业务的快速发展。

5.5 构建项目全周期管理体系

(1) 建立重点项目推进机制。实施“三快”建设策略（快投产、快论证、快落地），制定关键节点控制体系，确保燃气发电项目季度内并网，光伏项目按季投产，风电项目完成前期准备。建立项目效益评估模型，重点打造技术示范工程。

实施“三快”建设策略（快投产、快论证、快落地），加快新能源和油气项目的建设进度。对于已立项的项目，倒排工期，明确各环节的时间节点和责任人，确保项目快投产，例如某光伏项目从开工到并网发电仅用6个月时间；对于拟建设的项目，提前开展可行性研究和技术论证，缩短论证周期，实现快论证；对于已论证通过的项目，加强与政府部门、合作单位的沟通协调，加快审批流程和资金到位，实现快落地。

制定关键节点控制体系，对项目建设过程中的设计、采购、施工、验收等关键节点进行严格管控，建立节点考核机制，确保项目按计划推进。例如，在施工阶段设立“月度进度考核”，对未完成进度的单位进行问责，并要求制定整改措施。建立项目效益评估模型，在项目建设前、建设中、建成后进行全过程效益评估，及时发现问题并调整方案，重点打造技术示范工程，发挥示范引领作用，例如某储能示范项目通过效益评估优化了运营方案，年增加收益200万元。

(2) 创新氢能综合应用模式。开展“风光气氢”四位一体项目可行性研究，构建多能耦合技术方案库，完成技术经济论证，探索制氢-储运-应用全链条示范场景，培育新能源技术应用新高地。

开展“风光气氢”四位一体项目可行性研究，分析项目的技术可行性、经济合理性和环境影响。研究风光发电制氢、天然气掺氢、氢气储能、氢燃料应用等全链条技术方案，评估不同方案的投资成本、收益和减排效果。例如，针对柴达木盆地的资源特点，设计“光伏+风电制氢+天然气掺氢+氢燃料电池发电”的技术路线，预计项目投资回报率可达8%。

构建多能耦合技术方案库，收集整理国内外先进的氢能综合应用技术方案，为项目建设提供技术支持。方案库涵盖制氢、储氢、运氢、用氢等各个环节，包括不同技术的优缺点、适用条件和案例分析等。完成技术经济论证，制定项目的投资计划、融资方案和运营模式，例如采用“政府补贴+企业自筹+社会资本”的融资模式，降低项目资金压力。探索制氢-储运-应用全链条示范场景，在格尔木建设氢能综合应用示范区，开展加氢站、氢燃料电池物流车、天然气掺氢等示范应用，培育新能源技术应用新高地。

综上，以“人、井、藏、资”四大要素为核心，实施“三快”建设策略。对油气产能项目与新能源基地实行节点管控，确保风光项目按季投产、气电项目快速并网。建立效益评估模型，优化“在建-储备-规划”动态管理，提升资产创效能力，推动资源潜力向价值实力转化，支撑价值创造高地建设。

5.6 建立绿色转型保障体系

实施清洁替代梯度开发，完善“在建-储备-规划”项目动态管理。构建低碳生产效益评估体系，完成七个区域低碳方案优化，实现项目接替有序。创建节能与清洁替代双轨推进机制，开展新型聚光集热系统实证研究，建立光热技术应用评价指标体系，形成可复制的线性聚光技术应用规范。

(1) 实施清洁替代梯度开发，根据传统油田各区域的能源需求和资源条件，分阶段推进新能源对传统能源的替代。在能源需求较大、风光资源丰富的区域，优先建设大型风光基地，实现规模化清洁替代；在边远区块和分散用能点，推广分布式新能源系统，满足局部用能需求。完善“在建-储备-规划”项目动态管理机制，对在建项目加强进度管控，确保按时投产；对储备项目加快前期工作，适时转化为在建项目；对规划项目进行定期评估和调整，保持项目接替的连续性。

(2) 构建低碳生产效益评估体系，对油田的生产经营活动进行全生命周期的碳排放核算和效益评估。评估体系涵盖油气开采、加工、运输、销售等各个环节，量化碳排放强度和减排成本，为低碳决策提供依据。完成七个区域低碳方案优化，针对不同区域的产业结构和能源消费特点，制定个性化的低碳发展方案，例如在炼油厂区域重点推进CCUS技术应用，在油气开采区域加强新能源替代和甲烷回收。

(3) 实现项目接替有序，根据低碳发展目标和市场需求，合理安排新能源项目和低碳技术改造项目的建设时序，确保减排效果的持续提升。创建节能与清洁替代双轨推进机制，一方面通过节能技术改

造降低能源消耗，另一方面通过清洁替代减少化石能源使用，双管齐下推动绿色转型。开展新型聚光集热系统实证研究，在光热发电、工业供热等领域进行试验应用，评估系统的性能和经济性。

综上，践行绿色生态高地要求，实施清洁替代与低碳生产。推进“零碳示范井场”与 CCUS 项目，将减排目标纳入区域低碳方案优化。依托新型聚光集热技术与光热应用评价体系，实现能源生产与生态保护协同，落实“双碳”目标，传承“绿色发展”的柴达木石油精神新时代内涵。

六、传统油田的未来发展参考

6.1 政策与市场分析

从政策层面来看，国家持续推进“双碳”目标实现，加大对新能源产业的扶持力度，同时强调保障能源安全，为传统油气企业转型提供了政策引导和发展空间。传统油田所在区域的地方政府也出台了一系列支持能源企业绿色转型的政策，如鼓励油气与新能源融合发展、完善电力外送通道等。这为传统油田开展“油气+新能源”协同发展提供了良好的政策环境。

从市场角度分析，全球能源市场正朝着低碳化、清洁化方向发展，新能源的市场需求持续增长，而传统油气市场面临结构性调整。国内能源消费结构也在不断优化，对清洁能源的需求日益增加，尤其是在电力、交通等领域。传统油田应把握市场趋势，一方面稳定传统油气业务的优质产能，满足区域能源保供需求；另一方面加大新能源业务的市场开拓力度，提升新能源电力的消纳和外送能力，同时探索氢能、储能等新兴市场，培育新的利润增长点。

6.2 技术进步与创新

在传统油气领域，传统油田需持续突破复杂地质条件下的勘探开发技术，提高油气资源的采收率和开发效益。同时，加强老油田稳产技术的研发，通过井网重组、注水优化等技术手段，延长油田的稳产期。

在新能源技术方面，应聚焦新能源开发的关键技术，如高效光伏组件、风电设备的适应性改造，以及储能技术的集成应用，解决新能源发电的间歇性和波动性问题。此外，数字化智能化技术的深度融合是重要方向，推动数智油田建设，实现油气生产与新能源开发的智能化管理，提升整体运营效率。传统油田在关键技术突破方面已有一定基础，如在储层改造、CCUS 等技术上取得了进展，未来需进一步加大研发投入，完善技术创新体系，以技术进步引领企业转型发展。

紧扣“做强勘探、做精开发”技术需求，突破能源开发瓶颈。传统油气领域深化复杂地质勘探与老油田稳产技术，提升采收率；新能源领域攻关高效光伏组件、耐寒风电设备及储能技术，解决“五个错配”问题。同时，推动数字化与生产全链条融合，依托 AI 与大数据优化油藏管理与新能源调度，为“三步走”规划提供技术支撑。

6.3 绿色低碳发展路径

在清洁能源替代方面，加快推进光伏、风电等新能源在油田生产生活中的应用，如建设“光伏+储能”微电网为边远区块供电，推广电驱设备替代传统燃油设备，减少化石能源消耗。同时，探索地热、氢能等清洁能源的开发利用，构建多元化的清洁能源供应体系。

在碳捕集与利用方面，加快 CCUS 项目的建设和推广，将油气生产过程中产生的二氧化碳进行捕集、运输和封存，或用于提高原油采收率，实现碳的循环利用。传统油田未来要加强环境风险管控，降低生产过程中的污染物排放，提升企业的绿色发展水平，实现经济效益

与环境效益的统一。

以绿色生态高地为目标，推进清洁能源替代与碳循环利用。扩大“光伏+油气生产”清洁替代规模，2030年前实现关键区域新能源供电全覆盖；加快CCUS技术应用，将捕集的CO₂用于驱油与封存，降低碳排放强度。结合当地生态特点，完善“开发-修复”协同机制，实现生产与环保双赢，彰显能源企业的生态责任。

七、结论

传统油田在西部大开发背景与“双碳”目标的双重导向下，正经历从传统油气生产向“油气+新能源”协同发展的关键转型。通过系统性布局资源开发、技术创新、绿色转型与管理优化，油田在保障区域能源安全的同时，逐步构建起可持续发展模式。从现状来看，传统油气业务仍是核心收益来源，但面临资源接替紧张与开采难度加大的挑战；新能源业务凭借丰富的风光资源与土地优势快速起步，却受自然环境、电网消纳与经济效益等因素制约。未来发展需平衡传统业务稳产与新兴业务突破，在政策引导与市场机制的双重驱动下，实现高质量与可持续的有机统一。

综合来看，传统油田的转型路径既体现了传统能源企业应对全球能源变革的必然选择，也折射出西部资源型企业在生态约束下的发展智慧。通过构建新质生产力体系、推动油气与新能源耦合协同、强化全产业链协同效应，油田正逐步破解资源禀赋与生态保护的矛盾，为西部能源企业的绿色转型提供了实践样本。后续发展需聚焦技术瓶颈突破、机制体制创新与区域协同治理，在保障国家能源安全的同时，为传统油田所在区域生态保护与高质量发展贡献力量。



中石大碳能院
ICED-CUPB

中国石油大学（北京）碳中和与能源创新发展研究院

Institute of Carbon Neutrality and Innovative Energy Development, China University of Petroleum, Beijing (ICED-CUPB)

联系电话：010-89733072

邮箱：iced-cupb@cup.edu.cn

微信公众号：ICED-CUPB

地址：北京市昌平区府学路 18 号

Add: No. 18, Fuxue Rd., Changping District, Beijing, 102249, China

