

迈向“双碳”研究系列报告

《中国国内石油生产碳排放强度》
(I 系列-2022I01)

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

2022 年 12 月 24 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、国家自然科学基金/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。

中国国内石油生产碳排放强度

核心摘要

国际能源市场波谲云诡，黑天鹅事件频发，近年来我国石油对外依存度远高于国际公认 61% 红线。习近平总书记指明“双碳”目标要求下的能源转型过程要先立后破、稳中求进。因此持续加大国内油气勘探开发力度将作为支撑国家能源转型与保障国家能源安全的重要方向。同时立足油气行业生产实际，构建基于油气生产过程的碳排放核算方法及生产碳强度研究也是助力油气行业碳中和目标实现的重要抓手。本报告以 2021 年在生产的 200 余个国内陆地、海洋油田区块生产数据为依据，基于改进的中国石油生产碳排放核算模型对所有区块生产期内的碳排放强度进行详细核算分析。主要研究结果表明：①中国石油、中国石化、中国海油等油公司生产区块的产量加权平均碳排放强度都呈现上升趋势，但由于资源异质性、投产时间及开发方式等差异存在，不同石油公司的碳排放强度变化趋势不尽相同，根据总体的研究样本结果表明，在过去的生产条件下开发时间到 30 以后上游生产碳排放强度将明显上升；②未来我国石油公司正加强新能源项目与传统油气业务发展的协同性，在完全清洁电力情景下，对石油开采阶段、处理阶段的整体用能进行电气化替代，上游生产碳排放强度平均下降 17.6%，且随着油田开采年龄越久，新能源电力替代的碳减排效果越明显。展望未来国内石油生产格局，常规石油产量份额逐步下降，非常规石油产量份额相应增加，需协同管理油气资源开发中的产量与生产碳排放关系，积极发展分布式能源电力替代项目、二氧化碳驱油封存与林业碳汇，充分挖掘油气行业的碳减排潜力。

1. 研究背景与目的

能源是社会进步与发展的基础保障，与国家安全息息相关。双碳目标的提出带来了一场新的能源革命，低碳化、清洁化成为能源系统的重要发展方向。2021年非化石能源消费快速发展，比重达到15.9%，煤炭消费比重持续下降至56.8%。煤炭大规模退出与可再生能源快速提升的能源转型路径更加明晰。为提升国家能源安全保障能力，油气供应安全问题首当其冲，2019年以来石油产量止跌回升，天然气产量稳步上升，但2021年油气的对外依存度仍分别达到72%和46%。面对国际地缘政治风险加剧，不确定性、不稳定性因素频发的现实背景，加大国内油气资源勘探开发力度，不断夯实能源供应保障基础将成为我国能源转型发展的应有之义。

《“十四五”现代能源体系规划》指出要推进化石能源生产环节碳减排，推动化石能源绿色低碳开发，石油产量力争2022年回升到2亿吨水平并较长时期稳产。因此科学核算、系统认识中国油气生产的碳排放强度与动态变化趋势，将成为石油上游生产碳排放于2030年前达峰的重要抓手，不断推动油气上游产业链绿色低碳转型。中国油气生产区块资源条件与开发程度差异较大，陆上老油田、海上深水油气、西部深层油田等资源各具生产特征，进一步深化不同资源异质性间的“微观”碳排放认识，将有力保障油气产业链从碳达峰到碳中和的深度转型。

本报告立足于中国油气生产实践，在全面调研和科学筛选的基础上，以2021年在生产的200余个国内陆地、海洋油田区块生产数据

为依据，采用改进版的中国石油生产碳排放核算模型，从区块的碳排放强度核算入手，逐步上升到油田、油公司及国内的石油生产碳排放强度演进趋势，提供多层次、多维度的石油生产碳排放强度数据源，为企业决策、学术研究及科普活动提供信息参考。

2. 主要研究思路

2.1 数据基础及来源

本报告综合国内石油产量、资源类型、分布地区、运营公司等主要指标，选取 2021 年正在生产的 200 余个国内油田区块（2P 储量在 0.5 亿吨以上），2021 年石油产量占到国内总产量 70% 以上，历史生产期内年度石油产量平均占到国内总产量的 85% 以上。以此为基础分析国内上游石油产量和碳排放情况，所研究的油田区块分布在松辽盆地、鄂尔多斯盆地、塔里木盆地等主要油气盆地，分别由中国石油、中国石化、中国海油、延长石油、民营企业等油气公司生产运营。石油生产相关的基础数据来源于学术文献、公开报告整理及商业数据库补充。

2.2 碳排放核算边界及范围

油田生产碳排放核算主要包括勘探阶段、钻井阶段、开采阶段、处理阶段和运输阶段的“井口-炼厂入口”系统边界内的碳排放，如图 1 所示。根据世界资源研究所（World Resources Institute）温室气体核算体系标准将企业的温室气体排放划分为 3 个范围，石油生产范围 1 碳排放包括井场动力系统燃料燃烧、生成过程伴生气体逸散排放等，范围 2 碳排放包括外购生产用电排放等，范围 3 包括外购的生产物资

生气体脱酸、脱水过程等)、运输方式(陆地管道运输、海洋油轮运输等)¹。本报告主要在油田生产区块的生产用能结构、运输距离等方面对核算模型进行了改进,如图 1 所示,考虑了范围 2 电驱设备等清洁用能替代的减排贡献;同时在数据的时效性方面,充分搜集整理油田生产区块截止 2021 年各生产阶段的数据参数,将最新的油田生产碳排放强度结果更新到 2021 年。

3. 主要研究结果与结论

3.1 国内石油生产碳排放

3.1.1 2021 年油田生产区块碳排放强度分布

如图 2 所示,2021 年油田区块的生产碳排放强度在 15.0 kgCO₂e/桶到 98.5kgCO₂e/桶之间,国内产量加权平均生产碳强度为 38.5 kgCO₂e/桶。2021 中国石油的生产碳排放强度为 45.3 kgCO₂e/桶,其中玉门油田碳强度为 63.5 kgCO₂e/桶、大庆油田碳强度为 62.4 kgCO₂e/桶、辽河油田碳强度为 44.7 kgCO₂e/桶、长庆油田碳强度为 33.9 kgCO₂e/桶;中国石化的生产碳排放强度为 37.5 kgCO₂e/桶,其中胜利油田碳强度为 38.0 kgCO₂e/桶、西北油田碳强度为 33.4 kgCO₂e/桶;中国海油的生产碳排放强度为 20.2 kgCO₂e/桶,其中渤海油田碳强度为 19.3 kgCO₂e/桶;延长石油的生产碳排放强度为 39.7 kgCO₂e/桶。

¹ 唐旭,杨哲琦,王建良. 中国石油生产碳排放强度指数[R]. 中国石油大学(北京)碳中和与能源创新发展研究院,2021H01,2021 年 11 月 20 日

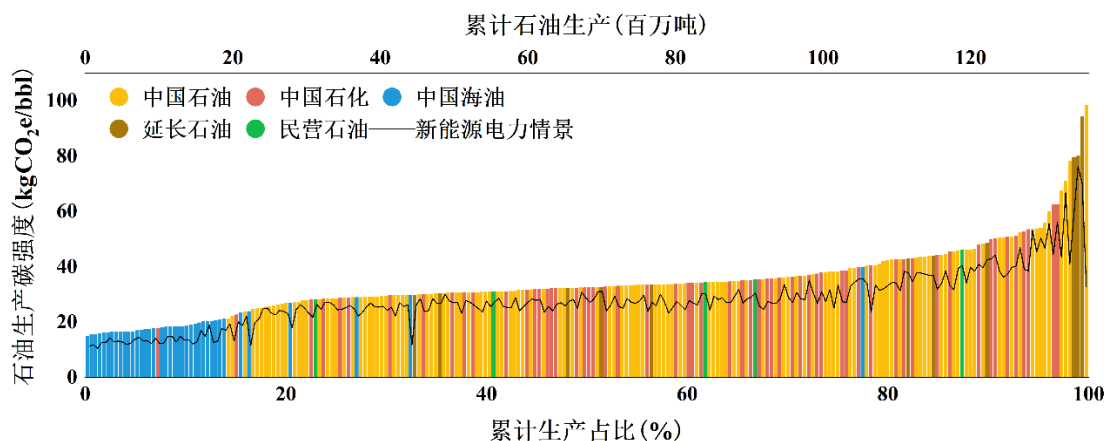


图 2 中国油田生产区块碳排放强度

我国大部分油田所在的含油气盆地均位于太阳能、风能、地热能等新能源资源优势区域。加快发展新能源业务是油田公司的重点方向之一，通过加强新能源项目与传统油气业务发展的协同性，统筹推进新能源业务与节能减排，不断提升风、光、地热等新能源的清洁用能占比是油田公司转型的主要模式。如图 1 所示，对石油开采阶段、处理阶段的整体用能进行电气化替代，而勘探阶段、钻井阶段主要以柴油动力驱动，暂不考虑电力替代。在完全清洁电力情景下，石油上游生产碳排放强度平均下降 17.6%，分布在 11.3 kgCO₂e/桶到 66.8 kgCO₂e/桶之间。其中水驱开发的常规石油资源上游碳强度平均下降了 13.5%，水驱开发的非常规石油资源上游碳强度平均下降了 7.4%，其他非常规石油资源上游碳强度平均下降了 10.5%。随着油田开采年龄越久，生产处理阶段用能需求越大，新能源电力替代的碳减排效果越明显。

3.1.2 石油公司生产期碳强度变化

图 3 展示了中国石油、中国石化、中国海油及延长石油的研究样

本在生产期内生产碳排放强度的产量加权平均变化情况。本报告中属于中国石油的生产区块共有 128 个，2021 年的石油产量占国内总产量的 39.2%；中国石油 2021 年的上游生产碳排放强度增长为 1960 年 31.58 kgCO₂e/桶的 1.44 倍。中国石化的生产区块共有 59 个，2021 年的石油产量占国内总产量的 12.8%；中国石化 2021 年的上游生产碳排放强度增长是 1965 年 26.93 kgCO₂e/桶的 1.39 倍。在整个生产期内，由于主力油田投产时间、产量递减速率、开发方式等差异，中国石油与中国石化的上游生产碳排放强度呈现交替上升的趋势。中国海油的生产区块共有 39 个，2021 年的石油产量占国内总产量的 13.7%。在整个生产期内中国海油的上游生产碳强度基本稳定在 20.21 kgCO₂e/桶。延长石油及其他公司的生产区块共有 16 个，2021 年的石油产量占国内总产量的 3.7%。延长石油的初期上游生产碳强度较高且波动较大，主要由于低渗透资源投产过程的物料、燃料等投资较大且初期产量较低，随着投产区块数量增加且产量明显上升后，延长石油 2005 年的生产碳排放强度下降到 30.44 kgCO₂e/桶。总体来看，各石油公司的产量加权平均生产碳排放强度都呈现上升趋势，但由于资源异质性、投产时间及开发方式等存在差异，不同石油公司的碳排放强度变化趋势不尽相同，根据总体的研究样本结果表明，在过去的生产条件下开发时间到 30 年以后上游生产碳排放强度将明显上升。

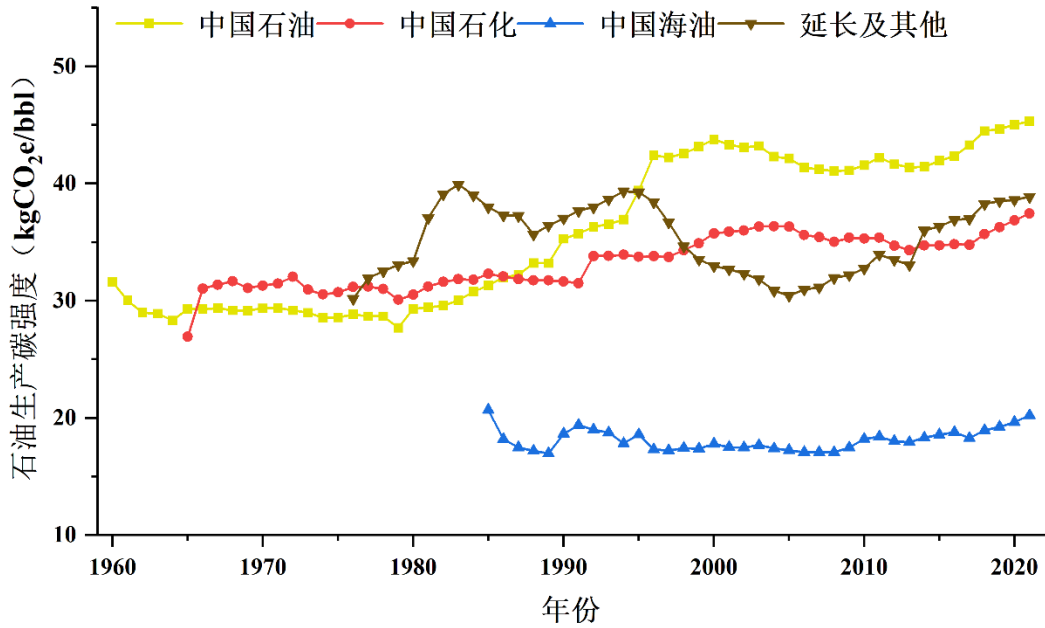


图 3 油气公司石油上游碳排放强度变化

3.2 国内石油生产碳排放强度指数

3.2.1 石油盆地的产量与碳排放量演进趋势

图 4 中展示了所有研究样本油田的历史石油产量份额与碳排放份额动态变化。1960-1985 年之间，国内石油产量主要由陆上油气盆地供应，历史的能源统计数据表明，1980 年所有研究样本的石油产量占到国内总产量的 95% 以上。同时在这一时期，不同石油盆地的石油产量份额与生产碳排放份额基本趋于一致，1980 年大庆油田石油产量份额与生产碳排放份额分别为 51.5% 和 50.9%，胜利油田石油产量份额与生产碳排放份额分别为 16.7% 和 17.0%。主要原因在于各油田开发均处于早期阶段，不同开发方式与生产处理工艺等能耗排放对于油田生产碳排放的影响不明显。1985 年以后渤海油田等海上石油资源开始投产，海上油田相比陆上油田单井产量高，因此钻井、生产、处理等阶段的生产碳排放强度显著低于陆上同期开发的油田，并且相

比陆上油气盆地高植被覆盖的生态环境，海上油田开发过程中土地利用排放的影响可忽略等叠加因素使得海油油田开发的生产碳排放强度低于陆上油田（如图 2 所示）。因此从 1985 年以后，我国石油资源开发的产量结构与生产碳排放结构开始呈现差异性特征，一方面是由于渤海油田、南海东部油田、南海西部油田等海上低生产碳排放强度的油田大规模投入开发，到 2021 年海油石油产量已占到研究样本总体产量的 19.7%，而当年的上游生产碳排放比例仅为 10.3%。另一方面是由于以地处松辽盆地的老油田为代表，截止 2021 年已经有 61 年的开采时间，最近 20 年石油产量快速递减，同时油田整体开发处于高含水期，使得开采、处理阶段的生产碳强度大幅上升。最终导致松辽盆地 2000 年至 2021 年的石油产量比例与碳排放量比例差距逐步增大，到 2021 年松辽盆地石油产量已占到研究样本总体产量的 28.5%，而当年的上游生产碳排放比例增加到 41.5%。从图 5 中也可以看出，本报告样本所涉及的我国早期投产的油田在 2015 年以后产量快速下降，2021 年的石油产量为 1.4 亿吨，为满足 2 亿吨的石油产量目标未来需进一步增加非常规石油资源产量份额；而从石油生产碳排放视角，单位石油产出的碳排放仍有明显上升趋势。随着常规石油资源的枯竭和非常规石油资源的规模化开发，需协同管理油气资源开发中的产量与生产碳排放的关系，不断推进 CCUS、新能源电力与油气上游生产耦合发展。

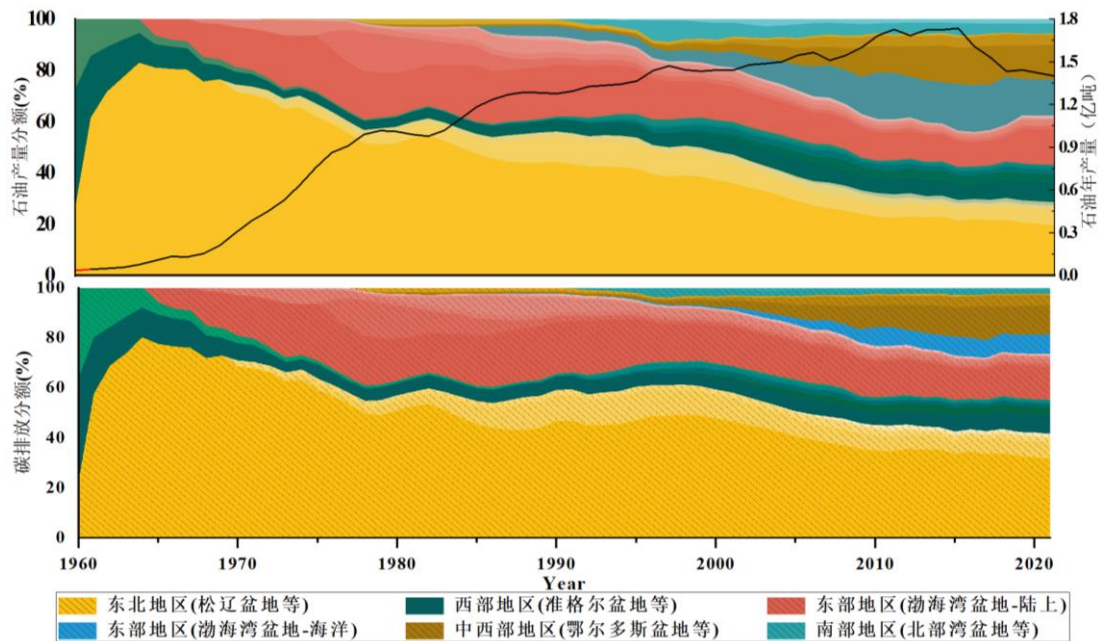


图 4 国内石油产量与生产碳排放演进趋势

3.2.2 石油生产碳排放强度指数

基于对我国石油历史产量与碳排放的演进分析，并考虑研究样本油田区块的投产时间、生产周期、资源类型等差异，可以将 200 余个油田生产区块产量加权得到的石油生产碳排放强度趋势划分为四个石油资源开发阶段，来表征我国石油资源开发在各生产阶段的碳排放趋势，如图 5 所示。其中 1960 年的基准碳排放强度指数为 100。

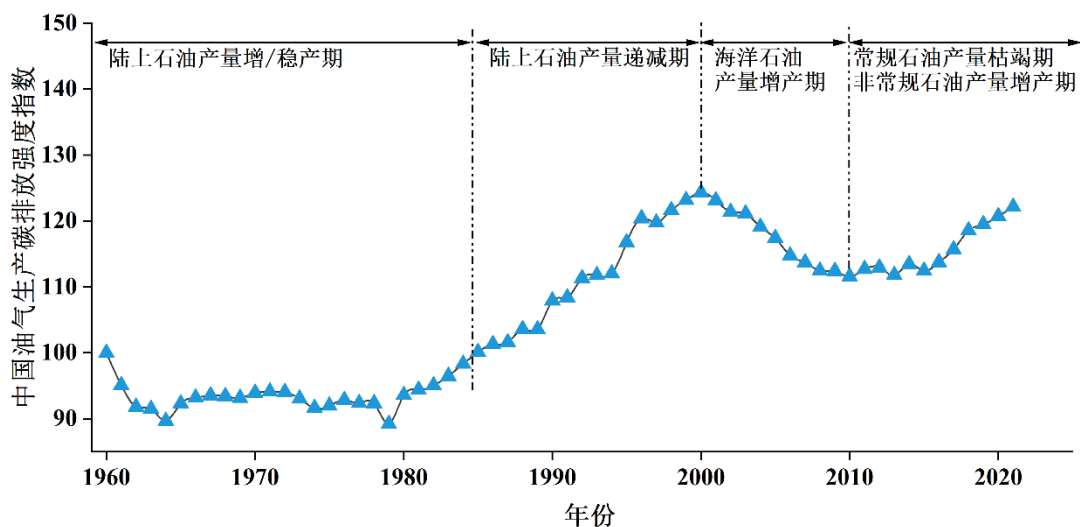


图 5 国内石油生产碳排放强度指数

(1) 陆上石油产量增产及逐步稳产期 (1960 年-1985 年): 大庆油田、胜利油田等在这一时期规模化投产, 石油产量稳步上升, 注水开发初期的生产与处理工艺等能耗排放对于油田生产碳排放的影响不明显。

(2) 陆上石油产量递减期 (1985 年-2000 年): 大庆油田、胜利油田等部分主力生产区产量开始递减、含水率上升, 单位石油产出的注水能耗、举升能耗、油水分离能耗逐步递增, 而且消耗电力能源等导致的间接排放使得上游生产碳排放强度达到了局部峰值水平, 这主要受到高比例煤电、用能效率等因素的影响。

(3) 海洋石油产量增产期 (2000 年-2010 年): 随着渤海油田、南海东部油田、南海西部油田等海油石油资源的比例快速提升, 2010 年的石油产量占到总产量的 19.6%, 低生产碳排放强度的资源优势使得总体上游碳强度呈下降趋势。

(4) 常规石油产量衰竭期及非常规石油产量增产期(2010 年-): 在这一时期, 以大庆油田为代表的国内常规石油产量快速递减, 本报告样本数据表明 2021 大庆油田的石油产量占比为 19.5% (如图 5 所示), 而这部分产量单位产出碳排放强度仍在增加; 同时随着能源密集型开发方式产出的非常规石油产量份额进一步扩大, 我国未来石油上游生产的碳排放强度问题将更加严峻。

4. 政策建议

(1) 因地制宜充分考虑油气上游生产过程的碳减排潜力。我国大部分含油气盆地均位于太阳能、风能、地热能等新能源资源优势区

域。加快发展新能源业务也是油田公司的重点方向之一，通过加强新能源项目与传统油气业务发展的协同性，统筹推进新能源业务与节能减排，不断提升风、光、地热等新能源的清洁用能占比作为油田公司上游板块转型的主要模式，并积极发展二氧化碳驱油封存和林业碳汇项目，充分挖掘油气行业的碳减排潜力。

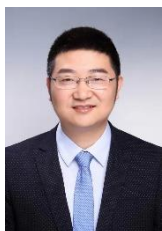
(2) 协同管理油气增储上产与生产碳排放的关系。中国油气生产区块资源条件与开发程度差异较大，陆上常规石油产量处于递减期，长期注水开发维持产量等方式导致单位石油产出的碳排放持续增长；而陆上非常规石油资源开采能耗高、排放量大，通过发展碳捕集利用与封存项目来提高采收率。海油油气田增储上产可通过发展海上风电及岸电入海等可再生能源替代方式，提高上游板块可再生能源的比例来降低油气增储上产过程碳排放量。

(3) 油气生产碳核算数据库建设与碳排放管理体系需加快推进。在全国加快建立统一规范的碳排放统计核算体系的大背景下，油气增储上产需兼顾碳减排目标，因此立足中国资源禀赋、生产开发特点和油气需求增长趋势的产量数据、过程泄露排放数据、关键排放源的排放因子、间接物料使用的排放因子、电力产品的排放因子等数据库建设势在必行，同时碳核算方法与管理体系需兼容国际通用碳排放核算标准，充分反映行业和企业碳排放水平，支撑石油企业碳排放对标国际一流分析及油气上游行业碳达峰预测与预警。

关于作者

系列报告总协调人：王建良、姜钰卿

本报告主笔人：



唐旭（1985.1-），男，中国石油大学（北京）教授，博导，校青年拔尖人才，人事处处长。耶鲁大学、瑞典乌普萨拉大学访问学者。从事能源系统工程、能源经济管理等研究。主持国家自科、国际合作、教育部基金等项目，在国内外知名期刊发表文章 40 余篇。



杨哲琦（1996.10-），男，中国石油大学（北京）经济管理学院管理科学与工程专业博士研究生，曾在中石大石油工程学院学习。目前研究方向为能源系统与碳管理，参与研究国家自然科学基金面上项目、中石油、中海油等企业课题，并发表 SCI、中文核心论文 2 篇。



王建良（1987.11-），男，中国石油大学（北京）经济管理学院院长，教授，博导，校青年拔尖人才，瑞典乌普萨拉大学访问学者。从事油气系统工程与低碳转型等方面研究。主持国家自科、国际合作、教育部基金、国家能源局等项目，发表高水平文章 40 余篇。

本报告校对人：王建良、姜钰卿

报告引用：唐旭，杨哲琦，王建良. 中国国内石油生产碳排放强度 [R]. 中国石油大学（北京）碳中和与能源创新发展研究院, 2022I01, 2022年12月24日.



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：18910556924

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

