

# 迈向“双碳”研究系列报告

《中国国内天然气生产碳排放强度》  
(I 系列-2022I02)

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(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。

# 中国国内天然气生产碳排放强度

## 核心摘要

天然气作为清洁的化石能源在中国能源转型过程中发挥重要的桥梁作用，中短期内天然气消费需求持续升高。加之外部能源市场充斥不确定性，我国天然气对外依存度已经涨至 45%，对能源安全提出了新挑战。因此，为稳中推进“双碳”目标，国内天然气勘探开发力度仍会继续加大，由此导致的碳排放问题也不容忽视。科学认知天然气生产过程的碳排放问题，建立符合天然气生产实际的碳排放核算方法学，研究天然气生产的碳排放强度成为天然气行业碳中和的重要抓手。本研究以国内 56 个正在开发的天然气区块数据为支撑，构建了基于天然气生产过程的碳排放核算模型，对中国天然气生产的碳排放强度进行盆地、气田公司、区块三个层级的核算分析。结果表明：①中国不同气田区块的天然气生产碳排放强度由于资源类型及开发方式的不同存在较强异质性，非常规天然气的平均生产碳排放强度比常规天然气高 50%；②中国天然气生产碳排放强度在空间分布上整体呈现“中部高西部低”、“陆上高海上低”的特征，西部天然气的长距离管输使得天然气供给碳排放强度呈现“西高东低”的特征。随着天然气开发逐步向海上推进，有望进一步降低天然气增产过程中的碳排放强度，但是伴随非常规天然气产量份额逐渐增大，又会增加整体碳排放强度，统筹考虑天然气增产与碳减排问题成为重中之重，这需要根据不同气田的碳排放特征制定具体的减排方案。

## 1. 研究背景与目的

“双碳”目标开启了我国能源行业低碳发展之路，我国以煤为主的能源消费结构存在清洁化转型的迫切需求。在积极稳妥推进能源转型过程中要坚持先立后破，立稳化石能源根基，增加可再生能源消纳，统筹能源低碳转型和能源供应安全。在中短期内非化石能源还难当大任的情况下，稳定、低碳、清洁、高效的天然气将肩负起能源转型过渡的重要使命。天然气上接煤炭的稳定性，保障国家能源安全；下启可再生能源的低碳性，助力实现碳减排目标。为保障天然气的持续稳定供应，降低外部环境不确定性带来的风险，天然气勘探开发力度仍会继续加大，然而，相比可再生能源，天然气自身也是含碳能源且增产保供过程中的碳排放强度也不低，这使得其生产供应过程中的碳排放问题也不容忽视。

在天然气多重目标发展的背景下，科学认识中国天然气生产的碳排放及不同气源的碳排放差异，既是在“双碳”背景下高质量推进国内天然气保供的战略需求，又是实现天然气行业低碳发展的重要抓手。本报告基于天然气生产视角，以国内 56 个正在开发的天然气区块数据为支撑，对中国天然气生产的碳排放强度进行盆地、气田公司、区块层级进行核算，为系统地认清天然气系统的碳管理问题提供参考。

## 2. 主要研究思路与方法

### 2.1 天然气生产碳排放核算数据基础

中国天然气生产碳排放核算对象为国内 56 个正在生产的气田区块，气田资源种类涵盖陆上常规气、海上常规气、致密气、页岩气和

煤层气（见表 1），在塔里木、鄂尔多斯、柴达木、四川、渤海湾、珠江口等十余个大型产气盆地均有分布，所有区块隶属于中国石油、中国石化、中国海油和延长石油等旗下的 20 家油田公司。根据国家发改委的数据，本报告中核算的 56 个气田区块 2021 年产量占国内天然气总产量的比例达 65% 以上。数据主要来源于国家公开数据、学术文献、IHS 商业数据库。

表 1 样本气田类型分布

气源	常规天然气		非常规天然气		
	陆上常规气	海上常规气	致密气	页岩气	煤层气
样本气田个数	24	8	15	3	6
21 年样本内产量占比	33.60%	7.48%	45.68%	10.37%	2.87%

## 2.2 天然气生产碳排放核算系统边界

本报告的天然气生产侧链条包括天然气从井口到城市门站的中间过程，分为开采、加工、运输三大模块，如图 1 所示。天然气开采阶段的工程流程包括钻井、完井、修井、试气、采气、集气；天然气加工阶段的工程流程包括脱酸气、脱水、天然气凝液回收。天然气运输阶段的工程流程包括天然气压缩、长距离管道运输。

研究天然气资源异质性导致的碳排放差异时，聚焦上游生产，将研究边界缩短至天然气开采及加工，如图 1 中的 A 模块所示，该边界内核算结果统称生产排放；此外，考虑到我国天然气资源分布与消费不匹配带来的运输需求，区分气田空间分布异质性引起的排放差异时，研究边界加上天然气长距离管输，如图 1 中的 B 模块所示，该边界内核算结果统称供给排放。

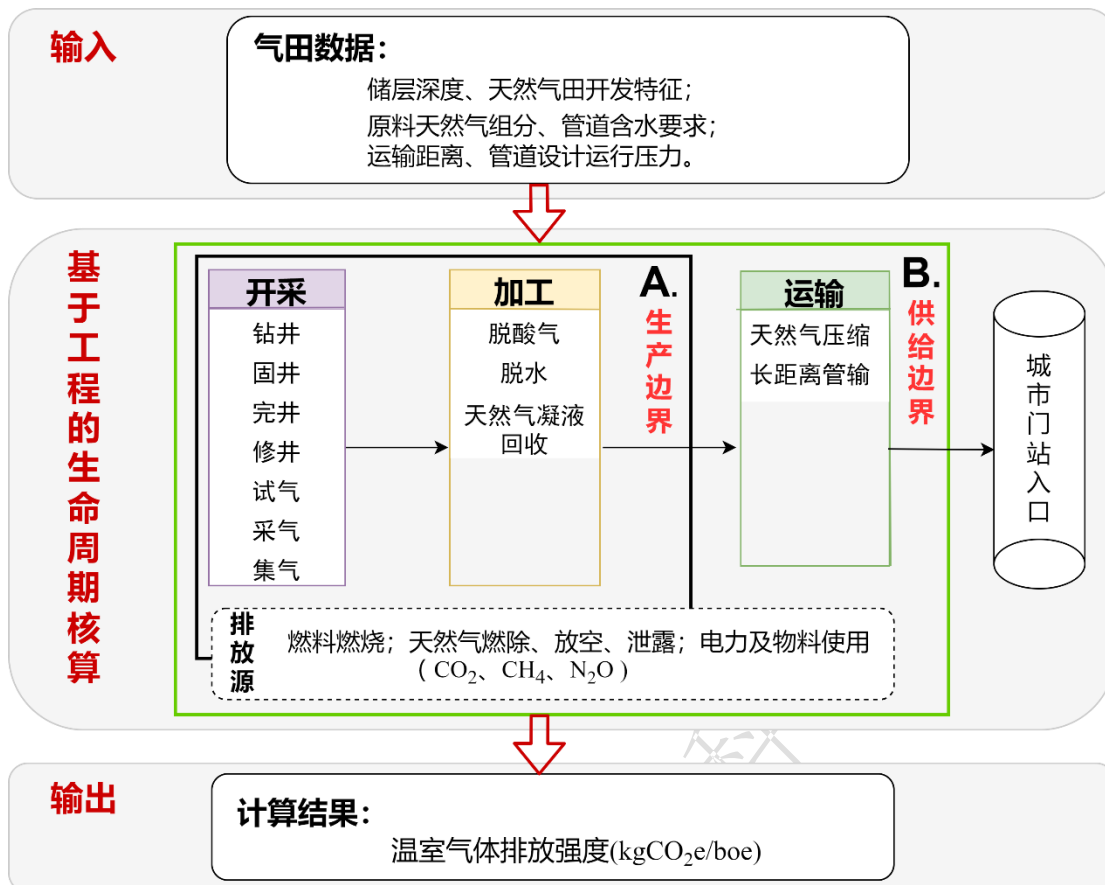


图 1 天然气生产侧碳排放核算框架

### 2.3 天然气生产碳排放核算范围

本报告的碳排放核算范围包括温室气体种类以及排放来源。在温室气体类别方面，本报告考虑的温室气体种类有 CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub> 和 N<sub>2</sub>O，依据 100 年全球变暖潜能值框架转换成二氧化碳当量，不同温室气体的全球变暖潜能值（GWP100）参考 IPCC 第六次评估报告公布的数据。在排放来源方面，本报告不仅考虑了天然气开发活动的直接排放，还考虑了开发过程中物料及能源消耗带来的间接碳排放。具体的温室气体排放源包括：1) 开发过程中天然气放空、逃逸、燃除以及其他化石能源燃料燃烧的直接排放；2) 外购电力折算排放；3) 由于消耗原材料和燃料，驱使供给部门从事相关生产、运输等活动带来的间接

排放。

## 2.4 天然气生产碳排放核算基本原理

基于工程流程的天然气开发生命周期评价，通过刻画国内天然气田区块尺度的开发活动，突出天然气资源异质性及开发方式差异，构建符合中国天然气生产实践的碳排放强度评估模型。输入气田区块的异质性参数后，模型输出天然气生产全生命周期的碳排放强度，即单位桶油当量的天然气从钻井到城市门站全过程的温室气体排放量，单位为  $\text{kgCO}_2\text{e}/\text{boe}$ （千克二氧化碳当量/桶油当量），其中，不同类型天然气井的生命周期在 20~30 年不等。主要核算方法包括：

（1）直接碳排放核算。在钻井、固井、完井、试气环节，考虑气藏埋深和初始产量导致的能耗投入和气体放空排放差异；在开采和加工环节，考虑气田区块资源类型、原料天然气组分对开发方式和处理工艺的影响；在长距离管道运输环节考虑管道设计运行压力和运输距离对运输能耗和甲烷逃逸排放的影响。

（2）间接碳排放核算。天然气生产侧的间接排放包括电力生产排放、钢材、柴油、水泥、砂子等物料生产及运输过程中的排放。钻井、固井和完井环节考虑井身结构和完井工艺不同导致的物料投入量差异；运输环节依据不同的运输距离考虑用电量差异。

## 3. 主要研究结果与结论

### 3.1 区块视角下的中国天然气生产碳排放强度

如图 2 所示，国内 56 个正在开发的天然气田区块生产碳排放强度分布在  $20.25 \text{ kg CO}_2\text{e}/\text{boe}$ （番禺 30-1 区块）到  $117.99 \text{ kgCO}_2\text{e}/\text{boe}$



(延川南区块)之间。2021年国内天然气生产的产量加权平均碳排放强度为 54.31 kgCO<sub>2</sub>e/boe, 其中常规气为 42.40 kgCO<sub>2</sub>e/boe, 非常规气为 62.61 kgCO<sub>2</sub>e/boe。

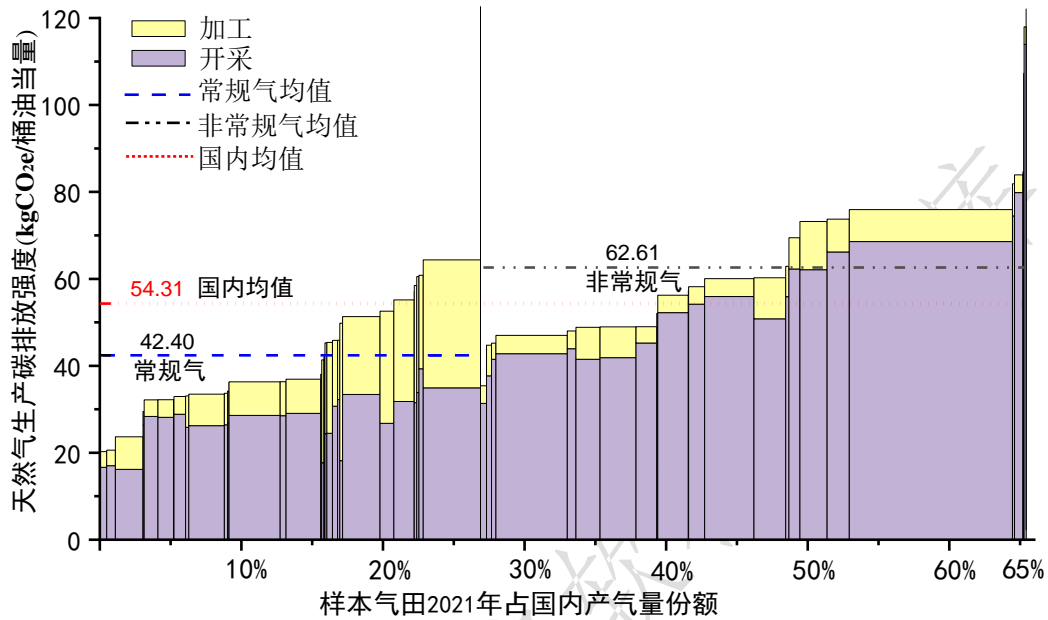


图 2 中国不同气田区块产量份额及碳排放强度

### 3.1.1 常规天然气的碳排放强度特征分析

国内正在开采的常规气田主要位于塔里木、四川、柴达木、珠江口、莺-琼等盆地, 常规气生产碳排放强度分布在 20.25~64.37 kg CO<sub>2</sub>e/boe 之间, 开采阶段的碳排放强度差异不明显, 不同气田间天然气生产的碳排放强度差异主要体现在加工阶段, 如图 2 所示。

常规气为衰竭式开发、无需进行复杂的储层改造, 开采的碳排放受井深影响弱, 除少量海上常规气高产导致开采阶段排放强度在 20 kgCO<sub>2</sub>e/boe 以下, 其余陆上常规气田开采的碳排放强度都在 30 kgCO<sub>2</sub>e/boe 左右, 整体开采阶段碳排放强度差异不大。由于不同常规天然气田采出的天然气组分差异大, 干气、湿气、酸气所需的加工处

理方式不同，加工阶段的碳排放强度横跨 3.21~31.64 kgCO<sub>2</sub>e/boe，是造成常规气生产区块碳排放强度差异的主要原因。

天然气加工处理时需要除去有毒气体 H<sub>2</sub>S 及其他不可燃杂质气体，该过程产生设备能耗排放和气体泄漏排放。一方面，天然气中含有酸气（H<sub>2</sub>S、CO<sub>2</sub>）组分越高，加工时脱酸设备能量消耗强度越大，燃料燃烧带来的碳排放越高；另一方面，井口气中分离的二氧化碳，成为重要的气体泄漏排放来源。以产能相近的普光气田和玛河气田为例，普光井口气中 H<sub>2</sub>S、CO<sub>2</sub> 组分高达 12.60%和 6.70%，玛河井口气中 H<sub>2</sub>S、CO<sub>2</sub> 组分仅 0.71%和 0.13%，作为典型的高含酸气田，普光气田天然气加工阶段碳排放强度(29.45 kgCO<sub>2</sub>e/boe)是玛河气田(7.23 kgCO<sub>2</sub>e/boe)的四倍之多。

### 3.1.2 非常规天然气的碳排放强度特征分析

非常规天然气生产碳排放强度明显高于常规天然气，平均强度比常规天然气高出 50%；不同非常规气田间的差异主要由开采阶段引起，非常规气开采的碳排放强度分布在 31.37-113.94 kgCO<sub>2</sub>e/boe 之间。

非常规天然气所处地质条件差、赋存复杂，相较于常规气更难开采，需要通过更复杂的开发方式提高产量，如致密气和页岩气需要大规模水力压裂，开采时的能耗、物料投入及天然气放空和逃逸更多，开采阶段的碳排放强度更高。2021 年国内非常规天然气开采的产量加权平均碳排放强度高达 56.28 kgCO<sub>2</sub>e/boe，是常规天然气的两倍，使得非常规气生产碳强度整体位于常规气之上。

非常规天然气种类多、资源类型涵盖致密气、页岩气和煤层气，

不同气田间天然气单井产量差异大，导致不同气田间非常规气开采阶段碳排放强度异质性较强。我国煤层气储层条件差、单井产量低，以延川南气田为例，单井累计产量不到 500 万方，天然气开采的碳排放强度为 113.94 kgCO<sub>2</sub>e/boe；而新疆的克深气田为优质致密气，单井累计产量在亿方以上，天然气开采的碳排放强度为 42.78 kgCO<sub>2</sub>e/boe，两者天然气开采的碳排放强度相差接近 2 倍。

### 3.2 公司视角下的天然气生产潜力及碳排放特征

将各公司天然气生产碳强度与 2021 年天然气产量、剩余 2P 可采储量（截至 2021 年底）相结合，对不同公司的多维指标量化排序、并进行分区研究。依据 2021 年国内天然气生产的加权平均碳排放强度（54.31kgCO<sub>2</sub>e/boe）划分气田公司排放高低，用 100 亿方天然气划分气田公司天然气产量高低，产量用气泡大小表示。基于上述两个指标的气田公司排序结果，将研究样本内的所有气田公司分为高排放高产量、高排放低产量、低排放高产量和低排放低产量四档，如图 3 所示。

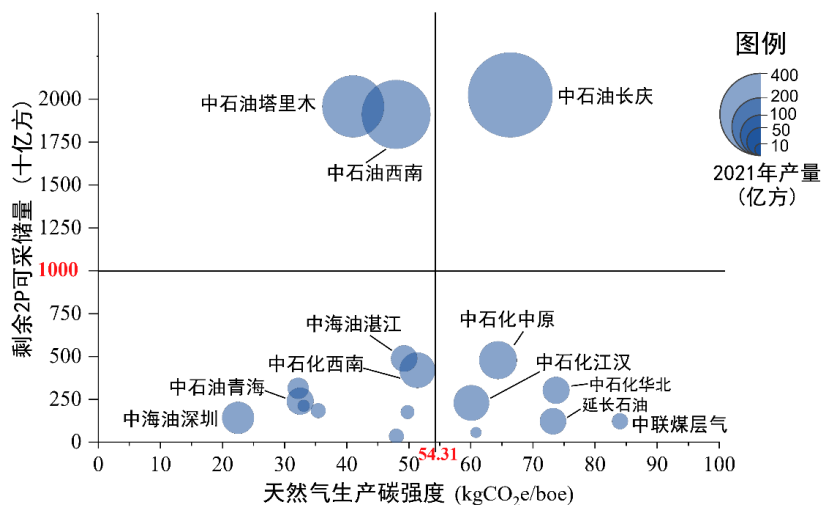


图 3 不同公司生产潜力及排放分区图

中石油旗下的长庆油田属于高排放、高产量的一档。中石油长庆油田的资源主要位于鄂尔多斯盆地，经营的天然气资源以非常规气为主，典型代表为苏里格气田，气井产量低、衰减快，生产碳强度高于全国平均水平；长庆油田为国内第一大气田公司，2021年天然气产量及储量均位于全国气田公司之首，其产气基数大、开采潜力高，在未来严格的气候目标要求下，推行生产侧碳减排，将对整体天然气低碳生产发挥重要影响。

中石油旗下的塔里木油田和西南油气田属于低排放、高产量的一档。中石油塔里木油田经营的气田位于新疆塔里木盆地，虽然天然气埋藏深、开发难度大，但天然气资源优质、高产，整体生产碳强度低于全国平均水平。中石油西南油气田经营的气田以四川盆地的常规气为主，四川盆地是我国第一大产气盆地，近年来页岩气产量逐年增加，随着新一轮勘探的推进，未来在深层天然气勘探方面将有新的突破空间。

中石化中原油田、华北石油局、江汉油田，延长石油及中联煤层气公司属于高排放、低产量的一档，天然气生产碳强度都在 $60\text{kgCO}_2\text{e}/\text{boe}$ 以上。该区域天然气以非常规资源为主，涵盖页岩气、致密气和煤层气，未来需注意该部分资源生产侧减排及气井增产问题。

中海油旗下的深圳分公司、湛江分公司、天津分公司和中石化旗下的西南石油局属于低排放、低产量的一档。中海油公司经营的气田主要分布在海上，投产时间相对较晚，相关技术成熟度更高，排放更低；目前海上天然气资源的探明程度不高，主要在浅水区常规气田投

产，尽管目前产量较低，但随着深海一号等深水示范产区建成投产，海上勘探开发不断推进，海上深水天然气开发将迎来新一轮增长。

### 3.3 盆地视角下的天然气生产碳排放强度

#### 3.3.1 中国天然气生产盆地碳排放强度排序

国内不同盆地 2021 年天然气产量加权平均生产碳强度位于 22.51~67.16 kgCO<sub>2</sub>e/boe 之间，如图 4 所示；在地域上整体呈现西部低中部高，陆上高于海上的特征。

中部地区非常规天然气资源开发利用较多，如鄂尔多斯盆地作为中国第二大产气盆地，开发利用的资源类型以致密气和煤层气为主，天然气生产碳强度最高，为 67.16 kgCO<sub>2</sub>e/boe；西部地区优质高产常规天然气资源丰富，塔里木、准噶尔及柴达木盆地的天然气生产碳强度均在 42 kgCO<sub>2</sub>e/boe 以下；陆上天然气开发利用的资源差异造成了天然气生产碳强度“西部低中部高”的特征（图 5 气泡）。

海上天然气相比陆上操作要求更严格、投资更大，投产的一般都是高产气田；加上海上作业管控严格、井丛式生产，集输环节的泄漏排放更少，使得天然气生产平均碳强度（32.61 kgCO<sub>2</sub>e/boe）整体比陆上低 72%。

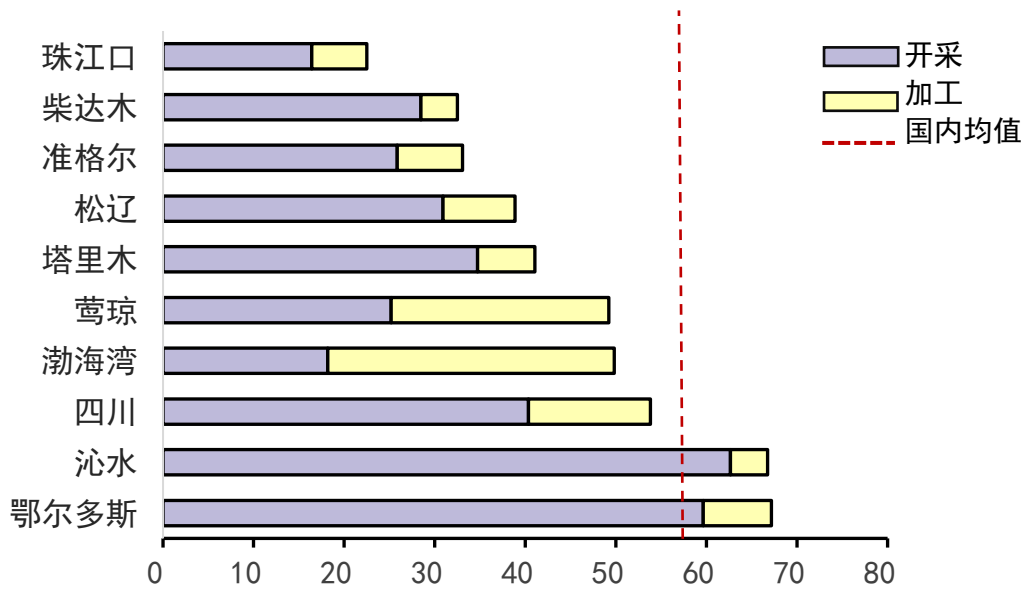


图 4 样本内各盆地天然气平均生产碳强度

### 3.3.2 中国天然气供给碳排放强度空间格局

我国天然气资源分布不均，天然气消费地区主要集中在东部地区，东部沿海的浙江、江苏、上海天然气自给率不到 10%，严重依赖其他地区天然气调配以满足消费缺口；而我国天然气产区主要集中在西部地区，西部的新疆维吾尔自治区 2021 年产气 387.59 亿方，省内消费仅 162 亿方，有近 60% 的天然气富余，国内东西部存在严重的资源分配与消费不匹配问题。

供需不匹配问题催生了国内天然气长距离管输的需求，我国修建了西气东输线、川气东送线、陕京线等长输管线向东部地区供气，西部气田天然气的长距离管输导致了我国天然气供给碳强度“西高东低”的空间格局（图 5）。例如，塔里木盆地经西气东输线向安徽、江苏、河南、上海等省份供气，供气距离全长约 4000km，天然气运输阶段的碳排放强度高达 100 kgCO<sub>2</sub>e/boe，是生产阶段的二倍之多，使得塔里木盆地供气碳强度跃居各大盆地之首。此外，从天然气供给总体碳

排放结构来看（图 5 右上角），我国天然气供给过程中有高达 44% 的碳排放来自于天然气系统的甲烷逃逸，甲烷逃逸排放成为天然气供给过程中重点关注的排放问题。

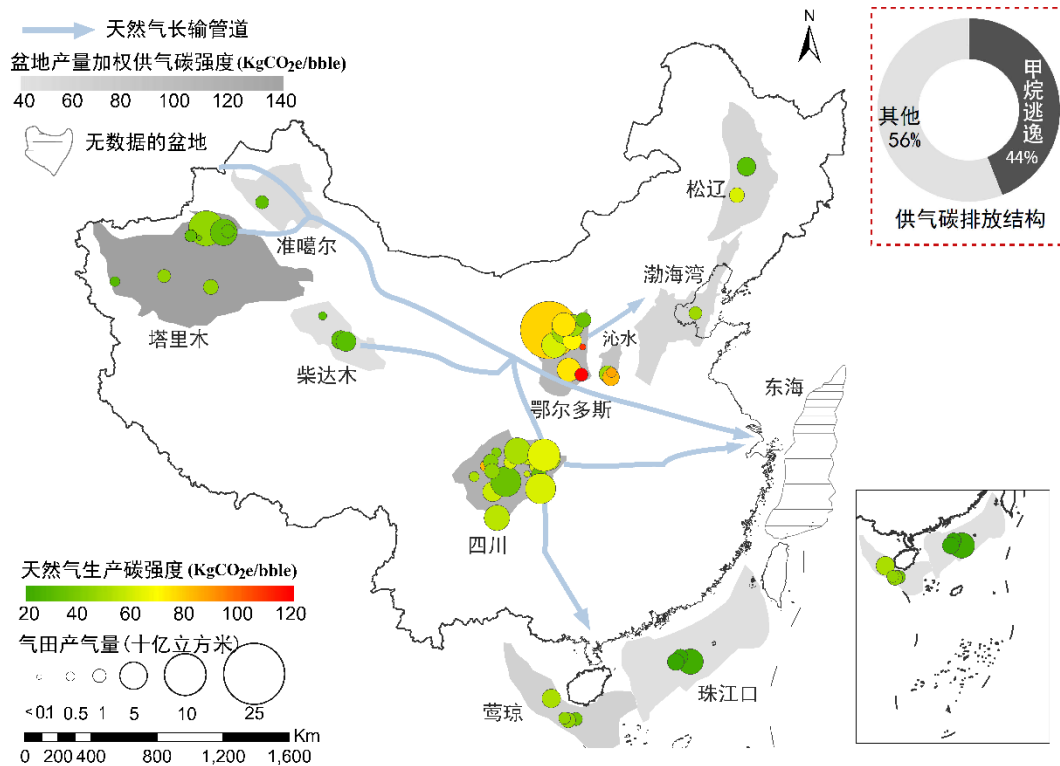


图 5 国内天然气生产供给空间格局

#### 4. 政策建议

(1) 统筹天然气增产与开发过程的排放问题。为保障国家用气安全，鄂尔多斯盆地和四川盆地的一些高排放非常规区块仍在持续开发，在追求气田区块产量最大化的同时要协同考虑生产过程的碳排放问题。根据不同区块天然气生产的碳排放特征，制定针对性减排方案，通过优化开发方式、普及绿色完井、天然气回收利用、提高设备密封性，以及不断提升设备能效等方式来实现增产减排的双重目标。

(2) 加强海上天然气勘探开发，优化国内天然气供给格局。国内天然气生产与需求面临严重的东西部不匹配问题，东部沿海城市天

然气需求量大，长距离运输导致国内天然气运输环节的高排放。我国以渤海、南海为代表的海上天然气远景潜力充足，未来加强海上天然气开发，就近供给，可实现天然气增产与运输环节减碳的协同效益。

### **(3) 重视天然气行业甲烷排放问题，完善相关计量监管体系。**

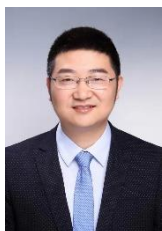
甲烷逃逸排放是天然气行业碳排放的重要来源，且伴随着天然气开采、加工、运输的全过程。而我国天然气行业甲烷监测计量体系不完善，工程环节的事件型甲烷排放计量存在依赖国外排放因子缺省值的情况，存在很大不确定性；研究链条不完整，行业全流程的甲烷排放计量研究处于起步阶段，缺乏相关公开数据库。与国际标准接轨、完善计量体系、加强甲烷排放数据库建设、将为天然气行业甲烷精准减排提供支撑。



## 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。



马志达（1999.03-），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，曾在中石化勘探院实习。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项目、中国自然资源经济研究院委托课题、中海油委托课题共 4 项。



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。



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，曾在中石油石油工程学院学习。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。

本报告校对：王建良、姜钰卿

报告引用：唐旭，马志达，王建良，杨哲琦. 中国国内天然气生产碳排放强度 [R]. 中国石油大学（北京）碳中和与能源创新发展研究院, 2022I02, 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

