
迈向“双碳”研究系列报告

《中国国内天然气生产碳排放强度及影响研究》
(C系列-2023C02)

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

2023年10月21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。

中国国内天然气生产碳排放强度及影响分析

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扮演着“可再生能源伴侣”的重要角色，决定了国内天然气消费需求走高的总体趋势，未来给能源安全带来挑战将持续增加。为确保能源安全供应，国内天然气勘探开发力度将持续加大，其生产过程中的碳排放问题也不容忽视。本研究将样本增加到国内 75 个在产的天然气区块，构建自下而上的天然气生产碳排放强度的核算模型，对中国天然气生产的碳排放强度进行了不同层级的核算分析，并进一步探究了实行碳交易对天然气上游资产搁浅的潜在影响。结果表明（1）不同气田区块的生产碳排放强度具有较强异质性，非常规天然气的平均生产碳排放强度显著高于常规天然气，随着天然气勘探开发向“非常规”进军加速，未来天然气生产碳减排的压力将持续增加。（2）按照现行碳价在天然气领域实行碳市场交易不会对气田资产搁浅造成搁浅影响，未来碳约束进一步缩进，碳价大幅上涨可能会对上游天然气的正常生产造成威胁。应鼓励天然气生产企业深化减碳意识，结合自身发展优势探多元化减排路径，能源保供与生产过程碳减排两手抓；同时理顺并完善天然气定价市场机制，合理保障企业的利润空间，化解低碳政策对气田生产带来的潜在风险，促进天然气行业的健康可持续发展。

1. 研究背景与目的

当前全球经济衰退风险突出，世界能源市场的再平衡给全球油气行业的发展带来更多的不确定性。我国经济发展需求引致能源消费需求增长，面对国际能源市场风险挑战，能源安全保供仍是首要任务，油气行业勘探开发力度仍在持续加大。“双碳”目标提出后，能源清洁化转型成为坚定不移的发展方向，天然气作为新能源的“伴侣”在能源转型过程扮演着至关重要的角色，天然气领域的低碳化成为可持续发展的必然要求。国家正推行低碳政策，在电力行业开展碳交易进行减排宏观调控，未来可能涵盖油气行业，而碳市场交易对天然气上游生产的潜在影响尚未明了。既要保证天然气足量供应，又要最大程度地减少开发过程的碳排放，是天然气行业在当前背景下面临的双重挑战。

在天然气发展面临多重挑战的背景下，科学认识中国天然气生产的碳排放、研究推行碳市交易对天然气上游生产的潜在影响，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 75 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自下而上的核算，并在此基础上探究了碳市场交易对上游天然气资产搁浅的潜在影响，为系统地认清天然气上游系统的碳管理问题及政策性风险的防范提供参考。

2. 研究思路与方法

2.1 数据基础

中国天然气生产碳排放核算样本为 75 个正在生产的国内气田区块，相比去年新增 19 个气田，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（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 余家油田公司。根据国家发改委的数据，本报告中核算的 75 个气田区块在 2022 年的产量占国内天然气总产量比例达 67% 以上。进行气田资产搁浅研究时，进一步筛选出 63 个有经营相关数据的气田区块作为研究对象，各种资源类型的天然气田均有涉及。数据来源包括国家公布数据、公开文献及商业数据库。

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 研究方法及边界

天然气生产碳强度核算方法为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，构建了符合中国天然气生产实践的碳排放强度评估模型。传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加工厂出口的温室气体排放量，单位为千克二氧化碳当量/桶油当量。对气田资产的搁浅研究部分，依据公开研究文献和金联创提供的各地区井口价，设定上游结算基准气价 1.2 元/立方米，参照不同地区井口气价范围设定上下浮动 20% 分别作为高气价和低气价情景，探究了未来碳价和气价不确定情况下实行碳市场交易对气田资产搁浅的潜在影响。

研究边界为天然气上游生产，即天然气从井口开采到加工厂出口的全过程。涉及的工程流程包括钻井、完井、修井、试气、采气、集气、脱酸气、脱水和天然气凝液回收。碳排放核算范围包括 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。在天然气领域的主要温室气体排放为 CO_2 、 CH_4 和 N_2O ，故本研究考虑的温室气体种类为 CO_2 、 CH_4 和 N_2O ，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。

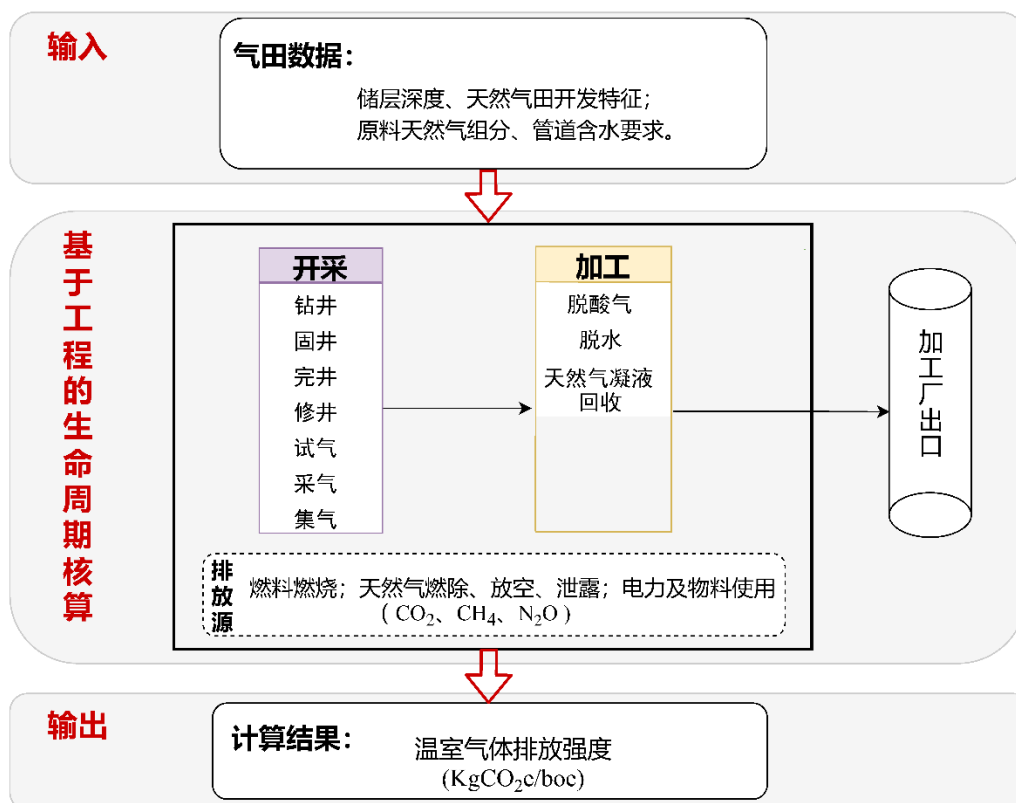


图 1 天然气生产碳排放核算框架

3. 主要研究结果与结论

3.1 国内天然气生产碳排放

3.1.1 区块视角下的天然气生产碳排放强度

如图 2 所示，国内 75 个正在开发的天然气田区块生产碳排放强度分布在 $18.66 \text{ kgCO}_2\text{e}/\text{boe}$ （深海一号区块）到 $133.24 \text{ kgCO}_2\text{e}/\text{boe}$ （永川区块）之间。2022 年国内天然气生产的产量加权平均碳排放强度为

53.61kgCO₂e/boe，其中常规气为 41.33 kgCO₂e/boe，非常规气为 62.70 kgCO₂e/boe。

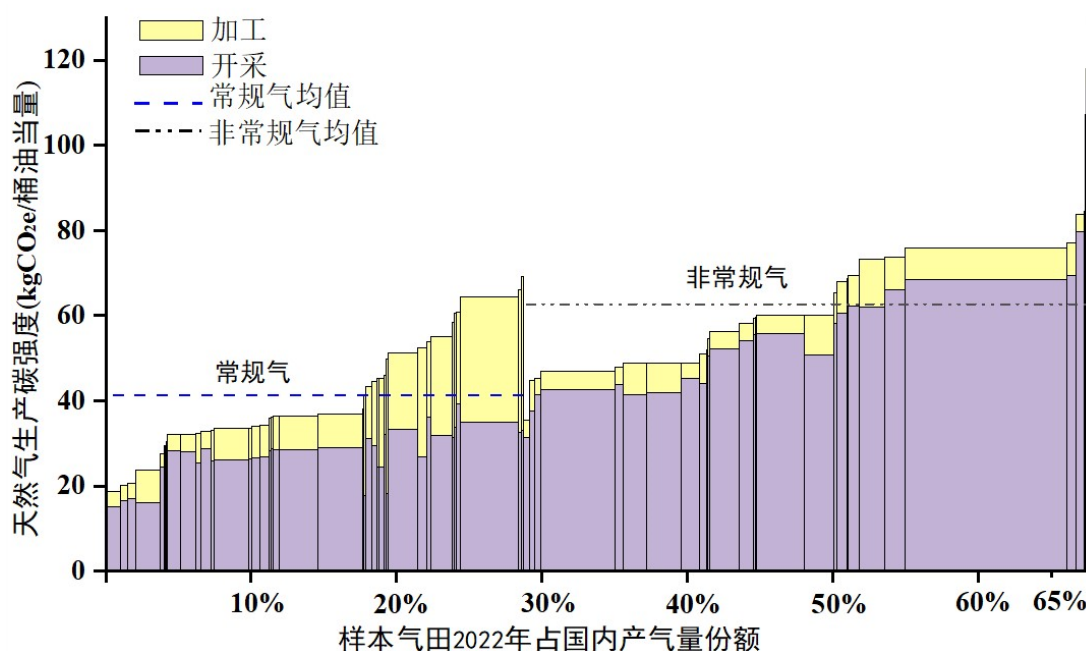


图 2 中国不同气田区块产量份额及碳排放强度

常规气一般为衰竭式开发、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 20kgCO₂e/boe 以下，其余陆上常规气田开采的碳排放强度都在 30kgCO₂e/boe 左右，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，是造成常规气生产碳排放强度差异的主要原因。

非常规天然气的储层地质环境复杂、气体流动性差，需要通过特殊的技术和工艺实现量产，开采时的碳排放更高。非常规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，气田资源类型多元、开发方式复杂是造成不同非常规气田生产碳排放强度差异的主要原因。

3.1.2 盆地视角下的天然气生产碳排放强度

国内不同盆地 2022 年天然气产量加权平均生产碳强度位于 22.40 kgCO₂e/boe（珠江口）~67.44kgCO₂e/boe（沁水）之间，排序如图 3.A 所示；沁水盆地天然气生产以煤层气为主，煤层气开采过程需要进行气体解吸且气井产量递减快，盆地整体生产碳排放强度最高。

在空间上整体呈现西部低中部高，陆上高于海上的特征。陆上天然气产量主要集中在中部的四川盆地、鄂尔多斯盆和西部的塔里木盆地，西部地区高压优质常规天然气资源丰富，生产碳排放低于全国平均水平；中部地区鄂尔多斯盆地和四川盆地中致密气和页岩气开发比例高，整体强度高于陆上其他地区。海上天然气目前投产的均为经济性高的高产气田，加之作业管控严格，整体平均排放强度低于陆上气田。

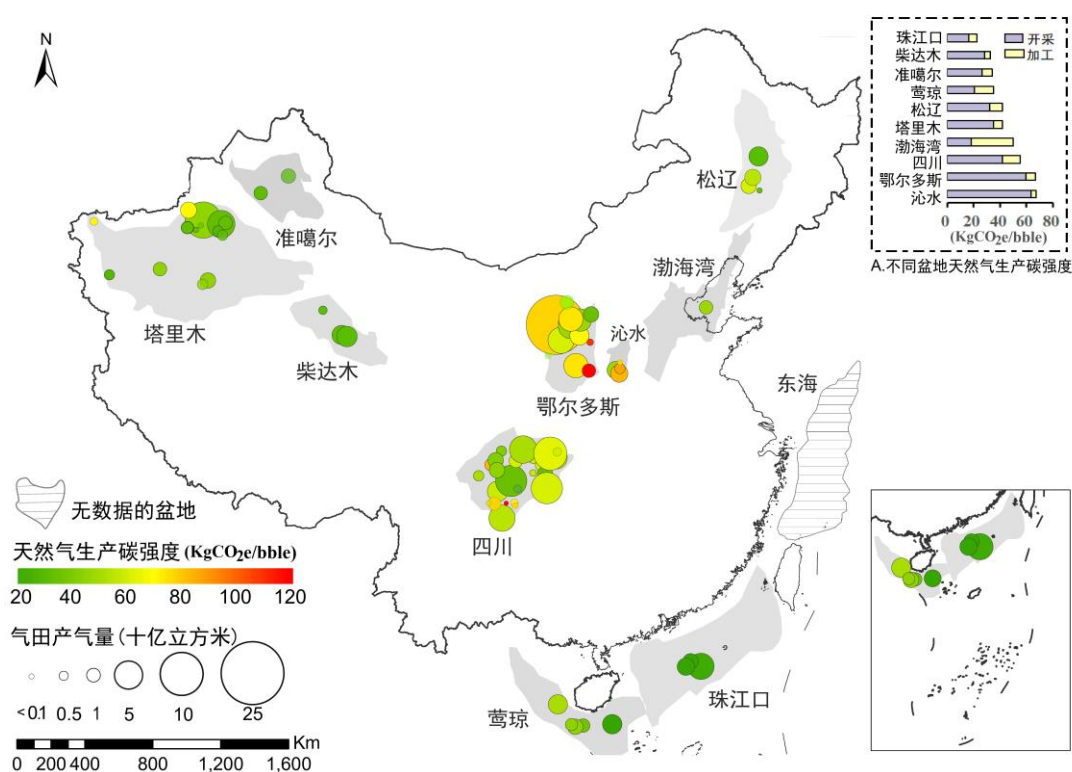


图 3 不同盆地天然气生产及排放情况

3.2 碳市场交易对气田资产搁浅的潜在影响

3.2.1 盈亏平衡碳价分析

本部分在基准气价情景下，对推行碳市场交易时，研究样本的盈亏平衡碳价进行了量化，结果发现除少数不盈利的气田区块外，不同气田的静态盈亏平衡碳价为 526 元/吨~6500 元/吨之间。图 4 中条形图宽度表示气田资产份额，象征了气田未来生产能力的大小，可见大型气田的盈亏平衡碳价分布在 2000 元/吨以上，意味着当碳价低于 2000 元/吨时，不会对上游资产的搁浅产生显著影响，天然气生产具有较强的资源灵活性。

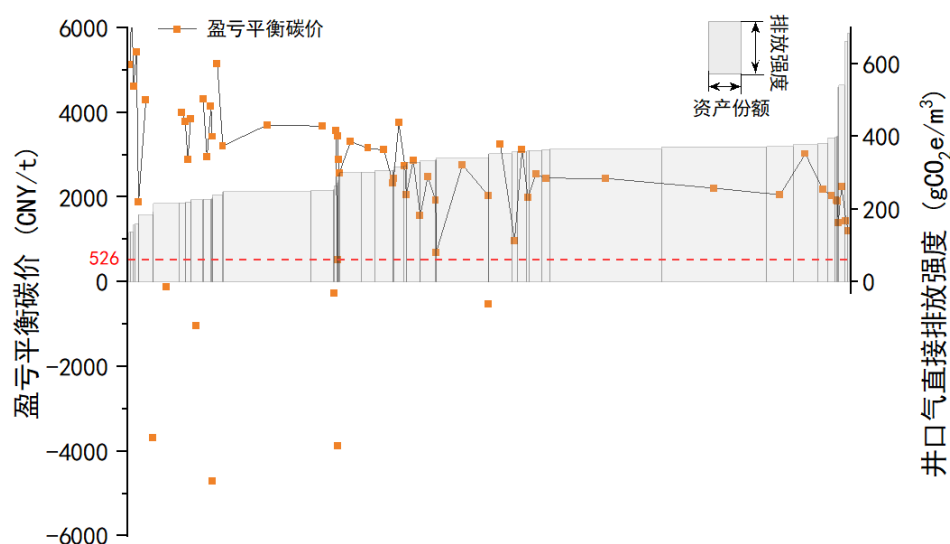


图 4 基准气价下不同气田的盈亏平衡碳价

3.2.2 碳价对资产搁浅的影响

上游天然气资产随碳价增长，整体搁浅规模呈现不增长、缓慢增长、迅速增长、再平缓增长的四段式趋势。第一段，碳价低于盈亏平衡碳价下限的 526 元/吨时，没有新的资产发生搁浅，总体搁浅规模保持不变。第二段，碳价 526~2000 元/吨时，随碳价升高气田资产搁浅规模缓慢增加；由于搁浅气田资产规模较小，整体搁浅规模仅增加

2.68%。第三段，碳价 2000~2500 元/吨时，由于大型气田的搁浅，导致资产搁浅规模随碳价增加迅速激增至 40.42%，对上游天然气生产产生显著影响。第四段，碳价涨至 2500 元/吨后，随碳价增长资产搁浅规模增速减缓，直至碳价 4700 元/吨时，97.57%的资产搁浅，上游天然气开采业基本全部失去盈利空间。

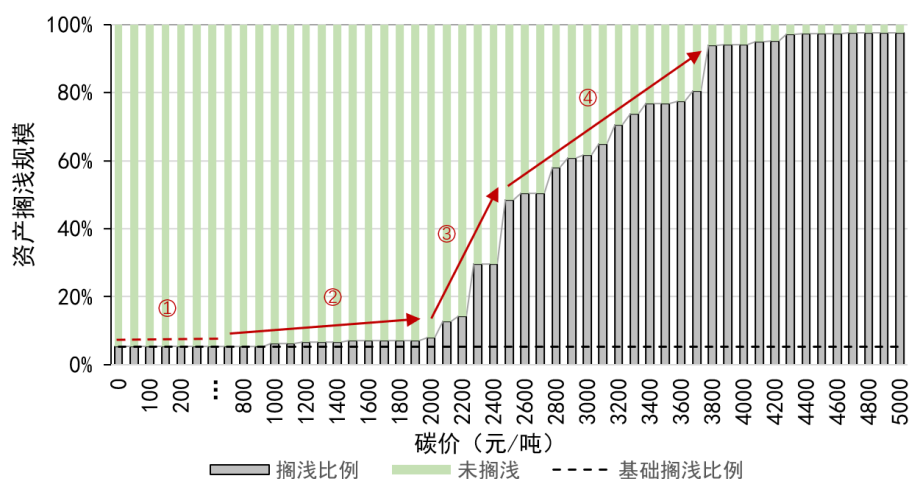


图 5 基准气价下不同碳价对资产搁浅的影响

3.2.3 气价对资产搁浅的影响

天然气资产搁浅趋势变化对气价敏感，气价发生 0.24 元/立方米的浮动会使资产搁浅规模变化的拐点碳价波动 600 元/吨（图 6）。为探究气价变化对整体资产搁浅的影响程度，选定资产搁浅规模开始加速上涨时的碳价作为拐点碳价，比对上游气田资产抗冲击的能力。三种气价情景下的资产搁浅拐点碳价分别为 1400 元/吨、2000 元/吨和 2600 元/吨，气田资产抗冲击的能力随气价上涨而增强。

值得注意的是，气价的下降会使天然气资产应对碳价冲击的能力变弱、搁浅速度加快，资产搁浅趋势也因此发生变化。在低气价情景下，有 5.37%的上游资产因为边际成本高，直接失去盈利能力；剩下的天然气区块盈亏平衡碳价也降至 10~4959 元/吨之间，10 元/吨的碳价就会导致新的天然气资产转为搁浅状态，抗碳价冲击的能力变弱。

另一方面，低气价情景下的资产搁浅规模随碳价上涨的增速变快，增长趋势演变为不变、缓慢增长到快速增长的三段式（图 6.C）；当碳价突破 1400 元/吨后，紧接进入快速搁浅阶段，对上游正常供气产生威胁，如何通过合理碳定价减少对上游生产的影响值得斟酌。

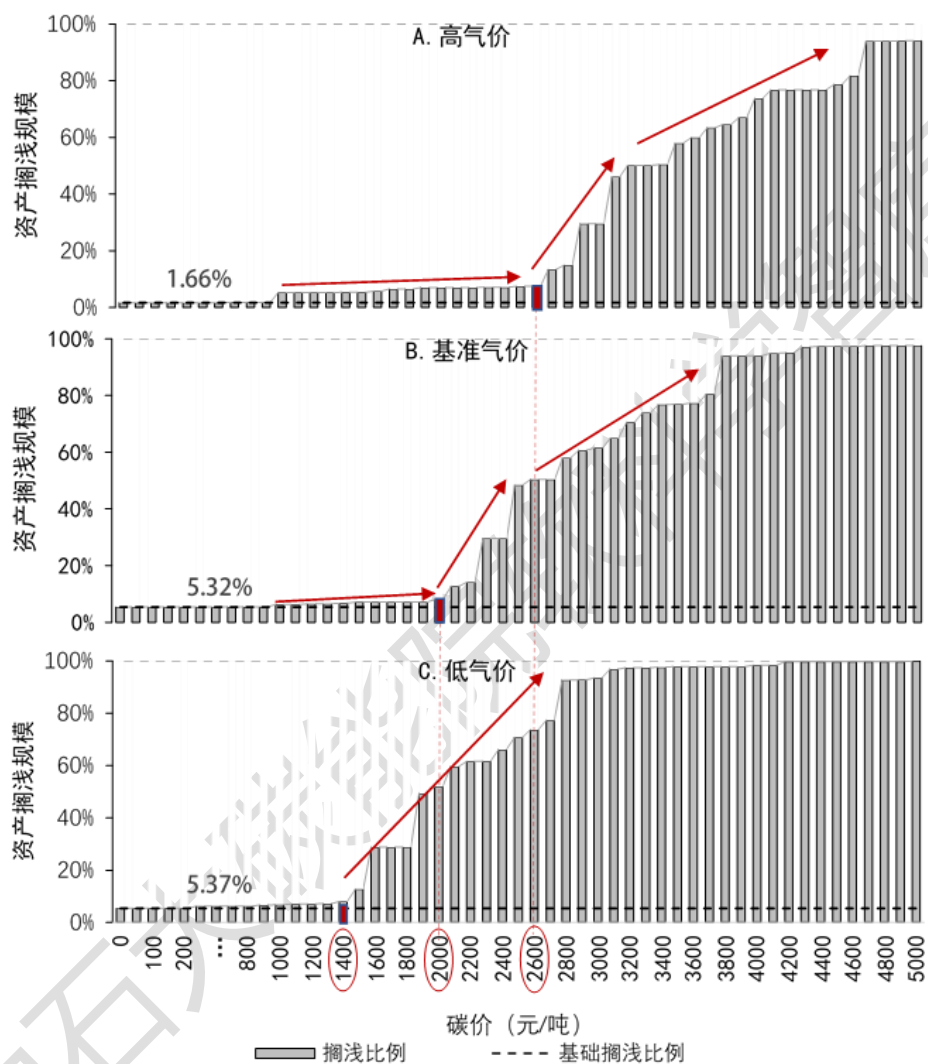


图 6 不同气价情景下天然气资产搁浅趋势图

4.主要结论及政策建议：

4.1 主要结论

- 2022 年中国气田生产区块碳排放强度处于 18.7kgCO₂ 当量/桶到 133.2 kgCO₂ 当量/桶之间，国内产量加权平均碳排放强度为

53.6kgCO₂ 当量/桶。

● 在天然气行业实行碳市场交易，在现行碳价下不会致使新的气田资产发生搁浅；但随着未来碳约束逐渐严格，碳减排边际成本上升时可能会对天然气上游正常生产威胁。

● 天然气资产搁浅与否对碳价变化不敏感，受气价变动的影响十分明显，调节气价可以作为高碳价冲击时应对天然气资产搁浅的备选方案。

4.2 政策建议

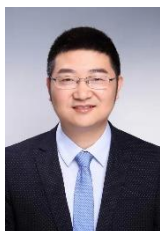
(1) 鼓励行业树立全领域减碳的意识，自主探索天然气生产优势碳减排路径，提前防范可能面临的“碳风险”。在能源保供任务要求下，我国天然气的勘探开发规模持续加大，正在加快向“深海、深层、非常规”领域加快进军，未来面临的碳排放压力会越来越大。需要主动解决天然气生产碳排放增加的问题，提前化解转型过程可能面临的潜在风险。天然气生产企业应深化自主减排意识，将减碳嵌入其经营管理的全领域，结合自身特色优势探索多元化碳减排方案。

(2) 理顺并完善天然气价格机制，通过上游灵活调价防范低碳政策造成的资产搁浅风险。上游天然气田资产搁浅仅仅是低碳转型过程中天然气行业面临的一个风险点，疏解稍有不当便会影响整个行业的正常发展。因此，在进行宏观调控气价保民生发展的同时亟需步理顺天然气各级定价机制，结合企业不同发展阶段的经营实际状况，实施合理的价格管控手段保证企业经济上的积极性，促进天然气行业的健康可持续发展。

关于作者

系列报告总协调人：王建良

本报告主笔人：



唐旭（1985.1-），男，中国石油大学(北京)教授、博士生导师,学校人事处处长、党委教师工作部部长、人才办公室主任,曾任经济管理学院院长。目前,主要从事能源经济与管理、管理系统工程、资源环境政策与管理等方面的教学科研工作;先后主持国家自然科学基金 3 项、国际合作基金 1 项以及多项省部级课题和石油企业委托课题;在国内外高水平学术期刊上发表 50 余篇文章,其中被 SCI/SSCI 收录 37 篇,主编出版专著 2 部、教材 3 部;曾获北京市高等学校青年教学名师、北京市优秀博士学位论文、北京市教育教学成果一等奖、国家能源局能源软科学研究优秀成果一等奖等荣誉。



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。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 7 项。



王建良（1987.11-），男，中国石油大学(北京)教授，博导，经济管理学院院长,校青年拔尖人才。主要研究领域为油气系统工程、能源经济管理。以第一作者或通讯作者在 SCI/SSCI/EI/CSCD 等期刊发表文章 50 余篇，多篇文章入选 ESI 全球高被引文章、中国石油科学十佳论文提名奖、《天然气工业》期刊高被引论文、领跑者 5000 论文等。出版中英文著作 6 部，教材 2 部。先后承担国家自然科学基金项目等多个省部级以上项目。教学科研成果获省部级奖 2 项,主编教材全部入选北京高校“优质本科教材课件”等。



杨哲琦(1996.10-),男,博士,中海油能源经济研究院助理研究员。
主要从事能源领域投资项目经济评价及环境影响评估,发表 SCI、
EI、中文核心论文多篇。

本报告校对入:朱潜挺

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及影响研究 [R]. 中国石油大学(北京)碳中和与能源创新发展研究院, 2023C02, 2023 年 10 月 21 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：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

