

引文：孔令峰，东振，陈艳鹏，等. 基于中深层煤原位清洁转化技术构建低碳能源生态圈[J]. 天然气工业, 2022, 42(9): 166-175.

KONG Lingfeng, DONG Zhen, CHEN Yanpeng, et al. Construction of low-carbon energy ecosystem based on in-situ clean conversion technology of medium-deep coal[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(9): 166-175.

基于中深层煤原位清洁转化技术构建低碳能源生态圈

孔令峰^{1,2} 东振³ 陈艳鹏³ 薛俊杰³ 徐加放¹

1. 中国石油大学(华东)石油工程学院 2. 中国石油天然气集团有限公司发展计划部 3. 中国石油勘探开发研究院

摘要：在国家加快构建清洁低碳、安全高效能源体系大背景下，煤炭、油气以及可再生能源发电行业面临多种发展困境。为推动这些行业有机融合、高质量发展，充分调研了上述能源行业融合发展的基础条件，提出了中深层煤原位清洁转化技术（ISCCC）构建低碳能源生态圈内涵，进而基于中深层 ISCCC 发展的基础与技术优势分析，构建了低碳能源生态圈战略和技术路线。研究结果表明：① ISCCC 是低碳能源生态圈的物质基础，CH₄、焦油、CO、低碳烃等产品可直接补充油气或化工原料；H₂ 可通过燃料电池发电为清洁电力调峰；副产品 CO₂、N₂ 可用于气驱提高低渗透油田采收率；余热发电可降低生产能耗；废弃气化腔可用以埋藏 CO₂ 或者改造成地下储气库。② ISCCC 能将“油、气、热、电、氢”五大能源领域和化工领域有机融合在一起，在有效解决能源行业发展困局的同时获得协同发展经济效益，是传统化石能源与可再生能源全面融合发展的重要支撑。③以“油气增产、协同开发”“天然气接替、蓝氢上产”“清洁转型、氢电为主”作为阶段目标，通过“中等埋深—深层—超深层”逐步实现 ISCCC 商业化开发，2050 年中深层 ISCCC 项目有望使近一半的煤炭产能实现清洁转型，全面建成低碳能源生态圈。结论认为，基于 ISCCC 构建的低碳能源生态圈能够为传统化石能源与可再生能源全面融合发展搭建桥梁，将深刻改变我国能源产业格局，是符合中国国情、具有中国特色的传统能源清洁转型发展之路。

关键词：煤原位清洁转化；低碳；天然气；氢；煤穴储气库；清洁转型；生态圈；融合发展

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2022.09.016

Construction of low-carbon energy ecosystem based on in-situ clean conversion technology of medium-deep coal

KONG Lingfeng^{1,2}, DONG Zhen³, CHEN Yanpeng³, XUE Junjie³, XU Jiafang¹

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China; 2. PetroChina Planning Department, Beijing 100024, China; 3. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China)

Natural Gas Industry, Vol.42, No.9, p.166-175, 9/25/2022. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Under the background of accelerating the construction of a clean, low-carbon, safe and efficient energy system, the coal industry, the oil and gas industry and the renewable energy generation industry are facing a variety of development difficulties. In order to promote the organic integration and high-quality development of these industries, this paper sufficiently investigates the basic conditions for the integrated development of these energy industries and proposes the connotation of constructing low-carbon energy ecosystem based on in-situ coal clean conversion technology (ISCCC) of medium-deep coal. Then, the strategy and technical route of low-carbon energy ecosystem are formulated by analyzing the development basis and technological advantages of medium-deep ISCCC. And the following research results are obtained. First, ISCCC is the material basis of low-carbon energy ecosystem. CH₄, tar, CO, low carbon hydrocarbons and other products can be used to supply oil and gas or chemical raw materials; H₂ can be used for peak shaving of clean electricity through fuel cell generation; the by-products CO₂ and N₂ can be used for gas flooding to enhance the recovery factor of low permeability oilfields; waste heat generation can be used to reduce production energy consumption; and the abandoned gasification cavity can be used for CO₂ storage or transformed into underground gas storage. Second, ISCCC can organically integrate the five energy fields of oil, gas, heat, electricity and hydrogen with the chemical industry, effectively solving the development dilemma of energy industries while achieving the economic benefits of coordinated development. It is an important support for the comprehensive integrated development of traditional fossil energy and renewable energy. Third, by taking "oil and gas production increase, collaborative development", "natural gas replacement, blue hydrogen production", "clean transformation dominated by hydrogen and electricity" as the stage goals, the commercial development of ISCCC will be gradually realized through "medium, deep and ultra-deep coal". By 2050, the clean transformation of nearly half of the coal production capacity will have been realized by virtue of the medium-deep ISCCC project, and a low-carbon energy ecosystem will have been built up. In conclusion, the low-carbon energy ecosystem which is constructed on the basis of ISCCC can build up a bridge for the comprehensive integrated development of traditional fossil energy and renewable energy, which will profoundly change the pattern of China's energy industry. This is which is a development path for clean transformation of traditional energy that conforms to China's national conditions and characteristics.

Keywords: In-situ coal clean conversion; Low carbon; Natural gas; Hydrogen; Coal cavern gas storage; Clean transformation; Ecosystem; Integrated development

基金项目：国家自然科学基金项目“深水水基钻井液低温流变性调控用温敏聚合物研制及作用机理研究”（编号：51874343）、中国石油重大科技专项“煤炭地下气化关键技术研究与先导试验”（编号：2019E-25）。

作者简介：孔令峰，1977年生，高级工程师；主要从事油气勘探开发、新能源发展战略与规划、投资项目经济评价等方面的研究工作。地址：（100007）北京市东城区东直门北大街9号。ORCID: 0000-0003-2487-5170。E-mail: lfkong@petrochina.com.cn

通信作者：徐加放，1973年生，教授；主要从事水合物开发与防治、钻井液研发及废弃物处理、煤炭地下气化等方面的工作。地址：（266580）山东省青岛市黄岛区长江西路66号。E-mail: xjiafang@upc.edu.cn

0 引言

中国是世界第一大工业国，能源生产和消费总量已经连续多年保持世界第一。根据国家统计局数据^[1]，2021年中国原煤产量 $40.7 \times 10^8 \text{ t}$ ，原油产量 $1.99 \times 10^8 \text{ t}$ ，天然气产量 $2\,053 \times 10^8 \text{ m}^3$ ；与美国相比，中国一次能源消费结构中煤炭占比高、油气占比低，这是中国“富煤、贫油、少气”的化石能源资源禀赋特点所决定的。近年来可再生能源发电量和装机容量保持快速增长，根据国家能源局数据^[2]，2021年我国全社会用电量 $8.3 \times 10^{12} \text{ kW} \cdot \text{h}$ ，其中风电发电量 $6\,526 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ，光伏发电量 $3\,259 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ，二者合计占全社会用电量的11.8%，2021年可再生能源装机容量占全部电力装机容量比例已经提高到44.8%，但是市场消纳和调峰储能滞后问题依然突出^[3]。在构建“清洁低碳、安全高效”的能源体系过程中，相对“高碳”的煤炭行业、“低碳”的油气行业、“零碳”的可再生能源行业都遇到了各种各样的发展困境^[4]，例如传统煤炭产能增长受安全环保等因素抑制、油气产量提升难度大、清洁电力调峰储能设施不足且成本较高等。部分问题可以通过各行业的技术进步和管理创新逐步缓解，但类似煤炭清洁开发利用、大幅提升油气产量、清洁电力调峰储能、降低碳排放等重大问题，则需要各能源行业之间的通力合作才能够有效解决，有必要探索多种能源互相融合发展的低碳能源生态圈建设问题。

为此，在国家加快构建清洁低碳、安全高效能源体系大背景下，笔者提出了基于中深层煤原位清洁转化技术（ISCCC）构建低碳能源生态圈的设想。首先，提出了中深层ISCCC构建低碳能源生态圈内涵，基于中深层ISCCC发展基础与技术优势，构建了低碳能源生态圈战略和技术路线，以期推动煤炭、油气、可再生能源发电行业融合，实现高质量发展。

1 双碳目标下中国能源行业主要发展困境

煤炭企业面临的最大问题是产能增长受到安全环保等因素抑制^[5]，煤炭属于“高碳”能源，环保问题一直备受诟病，特别是我国“双碳”目标的提出对煤炭清洁开发利用提出了更高要求^[6-7]。我国中东部煤炭开采深度加深、开采难度加大、成本上升明显；西北地区煤炭资源丰富，但距离东部消费市场较远，运输成本高，就地转化成为主要发展方向。地面煤

制油、煤制气项目淡水消耗量大、碳排放强度高、环保制约因素较大，投资经济性受国际原油价格影响很大。2020年初，受主要石油出口国争夺市场份额和全球新型冠状病毒疫情爆发等因素影响，国际油价（布伦特）一度暴跌至20美元/桶（1桶=158.98L）以下，煤化工行业一度陷入大面积亏损。

油气开采企业面临的最大问题是国内油气资源品质劣质化趋势持续加剧，原油产能提升难度大，近年来天然气产量虽然保持快速增长（2021年已超过 $1.6 \times 10^8 \text{ t}$ 油当量），但主要增量来自超深层天然气、致密气、页岩气等非常规天然气资源，成本相对较高，继续保持快速增长的潜力逐步减小^[8]。为实现国内 $2 \times 10^8 \text{ t}$ 原油稳产目标，需要加大在勘探开发与技术创新研发上的投入，如果国际油价（布伦特）长期保持在50美元/桶以下，国内大部分新增原油产能的完全成本将高于进口原油。一些老油田仍有继续提高采收率的潜力，随着 CO_2 驱油、减氧空气驱等提高采收率（EOR）技术日益成熟^[9-10]，如果能够保障低价、稳定的 CO_2 和 N_2 供应，国内老油田产能规模有望大幅提高^[11]。

可再生能源发电企业的发展受到发电波动性大、传输成本高、绿电上网难度大等各种因素制约。近几年，中国新增发电装机主要来自可再生能源发电，风光发电资源主要集中在“三北”地区，远离主要用电中心^[12]，电力生产中心与消费中心地域跨度大、远距离输送成本高；可再生能源发电具有较强的“季节性、间歇性、波动性”，大量接入骨干电网后，会对电网安全平稳运行、调峰难度、调峰成本造成挑战。目前天然气发电装机比例较小，电网调峰仍主要依靠备用煤电机组，以油气行业为代表的区域性企业自备电网，是“三北地区”重要的大型负荷中心，就地消纳分布式清洁电力的潜力很大。

2 能源行业融合发展基础条件分析

中国作为一个工业生产大国，煤炭、石油、天然气等化石能源在较长一个时期内仍将是能源供应保障主体，为建设现代能源体系，必须同时解决能源安全供应和低碳效益开发两大问题。近年来，一些能源企业主动采取革命性举措突破发展困境，在能源转型发展和多能融合发展方面取得了一些突破。例如，一批煤炭、电力和油气企业开拓煤炭转化领域，投资建设煤制油气和化工品项目，2021年全国煤制油、煤制气、煤制烯烃、煤制乙二醇产能分别达到

931×10⁴t、61.25×10⁸m³、1 672×10⁴t 和 675×10⁴t^[13]。煤炭开采与发电企业兼并重组，保障了电煤资源供应，降低了中间成本，也为煤炭生产锁定了市场，促进了煤炭和电力行业互利双赢；主要发电企业大规模投资可再生能源发电项目，推动了风电和光伏发电装机规模的快速发展。国内油气开采企业也在致力于清洁转型发展，利用自备电网积极消纳清洁电力，提高清洁能源生产和消费比重，促进天然气与可再生能源融合发展；同时积极布局油气资源战略接替问题，设立公司重大科技专项攻关中深层煤炭地下气化技术^[14-17]。

国内主要含油气盆地内煤炭与油气资源广泛叠合分布，油气开采所需电力供应主要来自煤电，煤化工产业发展也需要油气基础设施的支持。在广袤的“三北”地区，风能、太阳能资源极为丰富，是近年来可再生能源发电装机快速增长的主战场，油气田自备电网多是覆盖面积很广的大型工业配电网，消纳可再生能源发电的潜力很大；一旦电解水技术成熟，有望通过绿电电解水制氢为附近煤化工提供规模氢气，减少燃料煤用量和碳排放。随着大量油藏逐步进入生产后期以及大量低渗透原油储量投入开发，大规模实施气驱 EOR 项目对 CO₂ 的需求量很大^[18]，利用枯竭油气藏埋藏 CO₂ 的潜力也很大^[19]，这也为煤化工项目的“碳减排”创造了条件。跨界融合发展，需要以资源、技术和市场的“全面共享”为基础，发挥各自传统优势，通过优势互补降低生产成本、提高市场竞争力、促进清洁发展、实现互利共赢。便利的能源基础设施、优越的地理位置条件、跨行业优势互补，为合力构建化石能源与可再生能源全面融合发展的低碳能源生态圈创造了基础条件。

3 构建低碳能源生态圈的设想

3.1 中深层 ISCCC 构建低碳能源生态圈内涵

在煤炭资源清洁开发利用领域，煤原位清洁转化 (In-situ Coal Clean Conversion, 缩写为 ISCCC) 是一项非常有潜力的颠覆性技术，能够很好地实现煤炭清洁开发和转化利用目标。ISCCC 是指通过石油工程技术在原始煤层构建“地下气化炉”，将大量没有机械开采价值的中深层煤炭资源原位转化为 CH₄、H₂、CO、低碳烃等可燃气体和焦油等液体产品，同时将产生的 CO₂ 用于气体驱油或者回填到地下气化腔、枯竭油气藏或咸水层。区别于传统意义上的煤炭地下气化概念，煤原位清洁转化更强调合成气中

CO₂ 的利用和埋藏，更符合“双碳”目标下的化石能源发展要求。目标煤层埋深越大、气化允许的上限压力越高，ISCCC 的工程难度也会呈现几何级数增加，在运行安全性、气化燃烧可控性、井下监测实时性、井筒完整性、设备工具可靠性等方面都会面临更大的技术挑战。国内外已经开展的现场试验主要集中在埋深 500 m 以浅的深度范围，根据当前工程技术水平并参考国内煤矿主要开采深度范围，本文将埋深 500 ~ 4 000 m 的煤层统称“中深层”，其中 500 ~ 1 000 m 为“中等埋深层”、1 000 ~ 2 000 m 为“深层”、2 000 ~ 4 000 m 为“超深层”，除非另有所指。

中深层 ISCCC 与化石能源、可再生能源之间都有很好的融合性，能够发挥关键枢纽作用协同“油、气、热、电、氢”五大能源领域、拓展化工领域，通过“油气增产、余热利用、灰氢与蓝氢制备、清洁发电、低碳开发、新型煤化工生产”打造低碳能源生态圈 (图 1)。具体来说，在油气增产方面，合成气中的 CH₄ 和焦油可进一步转化为国产天然气、成品油；副产品 CO₂ 和 N₂ 可用于气驱提高原油采收率，短期大幅提高国内油气产量。在余热利用方面，由于生产井口合成气温度远高于地热水，可用于油田生产热利用、余热发电或者外供采暖。在灰氢与蓝氢制备方面，灰氢可通过合成气提纯获得；西安交通大学室内实验结果表明，在超临界水气化条件下 (温度大于等于 374.3 °C、压力大于等于 22.1 MPa) 煤的气化反应更高效，H₂ 在合成气中的体积比可超过 50%^[20]，一旦超深层煤超临界水气化和碳捕获、利用与封存

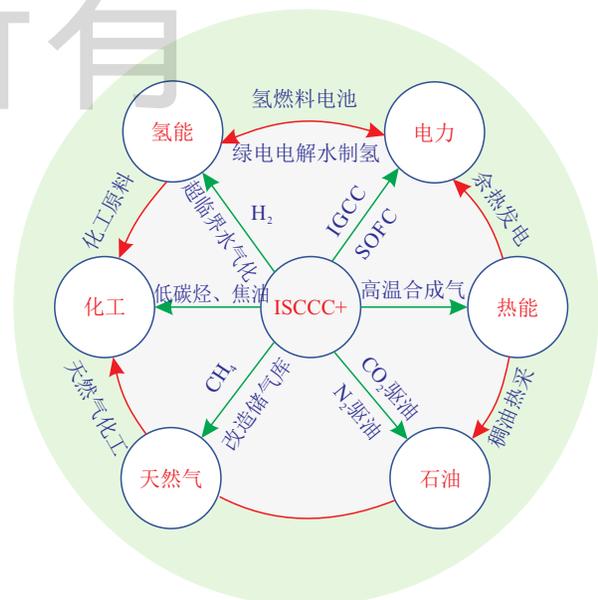


图 1 基于 ISCCC 的低碳能源生态圈示意图

技术成熟推广，可规模供应 H_2 用于化工、交通领域或支撑氢冶金等行业深度脱碳，成为蓝氢制备的重要途径之一。在清洁发电方面，通过建设氢燃料电池、固体氧化物燃料电池（Solid Oxide Fuel Cell，缩写为 SOFC）、联合循环发电（Integrated Gasification Combined Cycle，缩写为 IGCC），生产清洁电力供矿区自用或为风光发电并网提供调峰服务。低碳开发方面，与传统煤制油气相比，ISCCC 具有环境友好、水资源消耗低、生产流程短、资源利用率高、综合经济效益显著的优势，废弃气化腔可用于就近埋藏 CO_2 ，还可以将废弃气化腔改造成地下储气库，开展地下空间综合利用。在新型煤化工方面，ISCCC 产出的合成气具有一定温度、压力，适宜作为附近煤化工企业的原料气，利用新疆、内蒙古等地区风电和光伏发电项目电解水制绿氢，将绿氢与合成气按照氢碳比 2:1 的比例混合，用以生产甲醇、烯烃等单碳或双碳化工原料，缩短现代煤化工产业链，实现煤炭开采、原料供应、化工生产一体化。

3.2 中深层 ISCCC 发展基础与技术优势

中深层 ISCCC 既是煤炭行业的革命，也是油气行业和电力行业的革命，也有条件催生一场“碳减排”领域的革命。国家能源技术革命创新行动计划（2016—2030 年）明确提出，要在 2030 年实现规模化地下气化开采工业示范，中深层 ISCCC 作为构建低碳能源生态圈的关键枢纽，在资源规模、产业互补、协同经济效益方面具有优势。

3.2.1 资源潜力巨大，技术成熟度不断提高

根据中国石油天然气集团有限公司在鄂尔多斯盆地油气勘查资料^[15]，全盆地埋深 4 000 m 以浅的煤炭预测总资源量为 6.92×10^{12} t，其中埋深介于 1 000 ~ 3 000 m 的资源量约为 4.4×10^{12} t，这个数字已经超过国土资源部发布的全国 2 000 m 以浅煤炭总资源量 5.9×10^{12} t。据各省地矿部门发布的资料初步分析，准东、哈密、三塘湖、二连、海拉尔等地区蕴藏上万亿吨埋深 500 ~ 2 500 m 的优质褐煤和低变质烟煤资源，很多已经超出机械开采范围，适于实施原位清洁转化开发。在不与现有煤炭开采、煤电、煤化工产业争煤前提下，保守预测全国埋深 500 ~ 4 000 m 煤炭总资源量约 6×10^{12} t^[15,17,21-22]，Marc^[23] 认为全球平均适宜地下气化的煤炭资源比例约为 7%，假设 5% 的煤炭资源（约 $3 000 \times 10^8$ t）实施原位转化开发，按照气化率 60%、吨煤平均转化 $320 m^3$ 的 CH_4 测算，相当于增加 $57.6 \times 10^{12} m^3$ 的“天然气可采储量”。需要说明

的是， CH_4 的吨煤转化率与煤层埋深、煤阶煤质、气化剂类型、气化工艺、技术成熟度等都有关，并且随着埋深增加出现“浅层富氢、深层富 CH_4 、超深层超临界水气化极富氢”3 种开发模式^[17]，考虑研究埋深范围不同，本文在吨煤 CH_4 产率的取值上将有所差异。

目前国内外 ISCCC 试验主要倾向于“水平井+连续油管”为基础的注入点可控后退（Controlled Retracting Injection Point，缩写为 CRIP）技术理念，重点瞄准中深煤层攻关中高压富氧气化工艺，强化“甲烷化”反应提高 CH_4 产率。2019 年 10 月，鄂尔多斯唐家会煤炭地下气化项目成功实施世界上首次中等埋深煤层（煤层埋深 522 m）平行水平井组（Parallel CRIP，缩写为 P-CRIP）气化试验，首次应用了大口径同心连续油管，试验 3 MPa 纯氧气化，为推进中深层 ISCCC 技术的扩大试验和商业化迈出了关键一大步^[14]，中国石油在内的能源企业积极设立科技专项攻关研发关键技术与装备工具。目前中深层 ISCCC 还有待尝试更大埋深和更高气化压力下的多井组长周期连续气化试验，确保将单井组日产和累产气量提高到商业门槛以上，为实施地下地面一体化的商业化示范项目创造条件。

3.2.2 产品类型丰富，多产业融合优势明显

由于煤质、气化剂类型和气化压力不同，合成气的组分各有差异，可以根据市场需求选择不同产品路线。图 2 是以 CH_4 为主要产品方向的中深层 ISCCC 协同发展项目，从提高能效和投资效益角度，选择地面短流程、放弃地面甲烷化装置（甲烷化反应在地下完成），将 CO 变换后深冷分离 CH_4 和 H_2 。 CH_4 以 LNG 形式销售，焦油和低碳烃用于化工领域， H_2 可以作为化工原料，也可以通过管道外输或液化后外销，还可以通过氢燃料电池发电站生产清洁电力，产生的优质纯水返回气化系统循环利用。项目主要副产品为 CO_2 和地面空分系统副产 N_2 ，部分 CO_2 可以就地埋藏于废弃气化腔中（900 m 以深煤层，理论上废弃气化腔、上部裂隙带能以超临界状态埋藏超过 50% 的自产 CO_2 ），其余 CO_2 可用于驱油提高采收率或埋藏到枯竭油气田； N_2 除了少部分用于系统工艺外（管线吹扫、井筒保护等），大部分可以直接用于减氧空气驱提高石油采收率^[10]。风电、光伏发电生产的绿电通过电解水反应生产绿氢，与净化后的合成气共同输送到附近化工厂生产甲醇等化工原料，也可以与 N_2 通过化学反应制氨，拓展工业制氨新途径；同时电解水生产的氧气可用于原位转化反应，减少地面空分装置规模，降低地面投资。

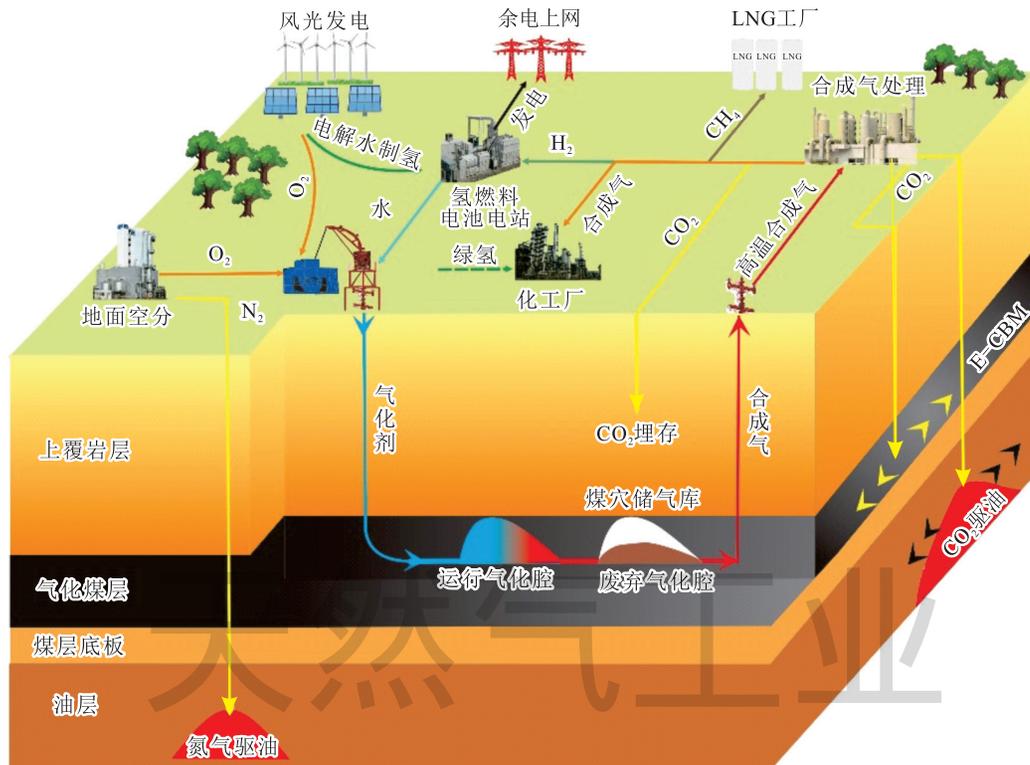


图 2 中深层煤原位清洁转化协同发展项目示意图

3.2.3 低碳能源生态圈协同经济效益有竞争力

京津冀地区的天然气、电力等清洁能源需求旺盛，蒙东地区油田气驱提高采收率面临气源供给不稳定、售价高等难题，以蒙东地区埋深约 700 m 的高挥发分、高热值长焰煤 ISCCC 协同项目为例^[24]分析经济效益。项目以 CH_4 作为主产品，采用地下 5 MPa 纯氧气化工艺和地面短流程工艺设计，除了空分和给水系统，主要建设合成气净化、水煤气变换、 CH_4 和 H_2 深冷分离、氢燃料电池电站和配套安全环保设施等。按照效益最大化原则， CH_4 以 LNG 形式销售，低碳烃和焦油销售给炼厂； H_2 就地用于氢燃料电池发电，余电上网销售； CO_2 捕集后用于驱油提高采收率， N_2 经过管输用于低渗透—特低渗透油藏减氧空气驱；硫磺和其他副产品暂不计收入。假设单井组平均日气化煤炭 260 t，产 CH_4 约 $8.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ (CH_4 产率为 $320 \text{ m}^3/\text{t}$)、 H_2 约 $10.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ (含 CO 变换产量)、低碳烃和焦油约 6.7 t (产率为 2.5%)，副产 CO_2 约 $15 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 N_2 约 $55 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。一个批次同时运行 18 个 P-CRIP 井组，依次投产 4 个批次共 72 个井组，每批次服役期 5 年，项目生产期 20 年。

考虑氢气产量波动和生产运输过程损耗，项目建设 100 MW 氢燃料电池电站 (能量转换率 40%)，每天满额发电量 $240 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ，相比地面煤制天然

气项目，原位转化在加压用能、废水废渣处理方面具有节能优势，测算每天用电约 $80 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$ (总发电量 30%)，余电上网外供，同时每天生产中高温纯水约 1 500 t。按照自发自用电成本 0.45 元 / ($\text{kW} \cdot \text{h}$) 测算 CO_2 捕集成本仅为 50 元 / t，考虑 200 km 以内管输成本， CO_2 抵达气驱井口的总成本不超过 100 元 / t。根据国内 CO_2 驱油项目经验，平均每注入 3 t CO_2 可以增产 1 t 原油，该项目可以支撑 $50 \times 10^4 \text{ t/a}$ 规模的 CO_2 驱油项目。副产品 N_2 用于驱油提高采收率，可以按照“零成本”敞开供应，按照工业制氮平均成本 500 元 / t 反算管输距离，足以支撑 500 km 管输距离以内的 N_2 驱油项目。

从全项目成本看，项目每天消耗煤炭约 4 700 t，生产 $150 \times 10^4 \text{ m}^3$ 天然气 (CH_4 产率为 $320 \text{ m}^3/\text{t}$)、120 t 低碳烃和焦油等产品，考虑项目耗电波动等情况，外输电力按总发电量的 60% 和 70% 分别测算，按照 CH_4 (LNG) 出厂价格 3 200 元 / t、低碳烃和焦油售价 2 000 元 / t、外销电价 0.45 元 / ($\text{kW} \cdot \text{h}$) 计算。按照现行工程造价水平估算，整个原位转化 + 氢燃料电池发电联合项目总投资约 52 亿元，其中地下原位转化系统 4 批次共 72 个井组总投资约 21.6 亿元、地面系统投资约 18.4 亿元、100 MW 氢燃料电池发电站投资约 12 亿元。联合项目每天折旧费用约 78 万元；参照地面煤制气项目，估算每天生产运行费

用约 200 万元^[25]。项目不考虑 CO₂、N₂ 销售和余热发电收益，扣除资源税、所得税后粗算项目年收益分别为 3.67 亿元和 3.91 亿元，投资收益率约为 9%~10%，投资回收期约 15 年。需要说明的是，本案例项目考虑的条件比较理想（产品全部销售、CO₂ 全部用于驱油项目等），建议在具体生产项目的经济性分析过程中，考虑能源政策、价格波动、产能波动、邻近市场对产品消纳能力、实际生产时间等因素对经济效益的影响，以便为项目建设提供更准确的参考依据。

4 构建低碳能源生态圈战略

4.1 低碳能源生态圈发展路线

以“油气增产、协同开发”“天然气接替，蓝氢上产”“清洁转型，氢电为主”作为三个阶段发展目标，按照“中等埋深—深层—超深层”逐步攻克 ISCCC 系列关键技术并实现商业化开发，制定低碳能源生态圈发展路线（表 1）。

表 1 低碳能源生态圈三步走发展战略表

发展战略	中等埋深（500~1000 m）	深层（1000~2000 m）	超深层（2000~4000 m）
时间	2025—2030 年	2030—2035 年	2035—2050 年
发展目标	油气增产、协同开发	天然气接替、蓝氢上产	清洁转型、氢电为主
主要反应	水煤气反应、甲烷化反应	强化甲烷化反应	（近）超临界水气化
基本涵义	以油气上产为目标，完成中等埋深 ISCCC 先导试验，快速提高天然气产量，为油田气驱提供稳定气源	成为国内天然气接替领域，为“氢能产业链”建设提供有力支撑，为地下储气和碳埋存提供地下空间	以产氢和发电为目标，依托超深层煤近临界水气化、超临界水气化规模产氢，实现清洁转型发展和“近零碳”排放
产能预测	2025 年有望完成中等埋深 ISCCC 先导试验，2035 年天然气产能达到 500×10 ⁸ m ³ /a、低碳烃和焦油产能达到 400×10 ⁴ t/a、氢气产能达到 1000×10 ⁴ t/a	2050 年中等埋深和深层 ISCCC 项目年气化煤炭 11×10 ⁸ t，天然气、氢气产能分别达 3500×10 ⁸ m ³ /a（吨煤产 CH ₄ 320 m ³ ）和 4000×10 ⁴ t/a	2050 年超深层 ISCCC 项目年气化煤炭 6000×10 ⁴ t/a 和 1500×10 ⁸ m ³ /a（根据实验结果 ^[20] ，吨煤产 CH ₄ 300 m ³ ，吨煤产氢 0.12 t）

4.1.1 中等埋深低碳能源生态圈

石油行业的加入将显著加快 ISCCC 技术研发试验进程，2025 年有望完成中等埋深 ISCCC 先导试验，到 2035 年项目将覆盖多数中等埋深煤炭资源富集区和油气生产区，预计每年气化煤炭 2.5×10⁸ t，天然气产能达到 500×10⁸ m³/a（因煤层埋深较浅导致气化压力上限较低，吨煤 CH₄ 产率按 200 m³/t 计算）、低碳烃和焦油产能达到 400×10⁴ t/a、H₂ 产能达到 1000×10⁴ t/a。副产品 CO₂ 足以支撑 5000×10⁴ t/a 产能规模的 CO₂ 驱油提高采收率项目，副产品 N₂ 足以支撑上亿吨产能规模的低渗透油藏减氧空气驱高效开发项目，通过大范围实施老油田提高采收率工程，推动数十亿吨特低渗透难动用石油储量的经济有效开发。

4.1.2 深层低碳能源生态圈

深层高压气化有利于强化“甲烷化”反应，从而提高合成气中 CH₄ 比例，考虑到油气资源战略接替的迫切需要，油气行业有必要在 2030 年突破深层 ISCCC 技术，继续解放中东部地区大量深层煤炭资源。中东部地区距离天然气和氢气的高端市场更近，氢气通过管输或液氢运输成本更低^[26-28]，将为“氢能产业链”建设提供有力支撑。深层 ISCCC 的废弃气

化腔也可以产生价值，能够以超临界状态就地埋藏 CO₂ 或者改造为大容量、低运行成本的煤穴储气库^[29]，以平均埋深 1500 m 的深层 ISCCC 项目为例，每气化 1×10⁸ t 煤炭资源，地下能够形成约 0.4×10⁸ m³ 的有效体积空间（煤密度 1.4 t/m³、气化效率 60%），理论上可以形成超过 60×10⁸ m³ 的天然气的库容（按 15 MPa 计算），可以获得 20×10⁸ m³ 有效工作气量（有效工作气量占总库容 40%），在库址资源稀缺的中东部地区十分珍贵。

4.1.3 超深层低碳能源生态圈

2000 m 以深的超深煤层有利于开展近临界水气化或超临界水气化^[16-17]，气化产物极富氢，地面配套工艺流程更短；超临界水煤气化制氢发电，有望在能效和清洁生产方面给传统煤电行业带来一场革命。利用天然地层作为“反应容器”，能够大幅降低工程造价、提高项目投资经济性，但对井筒和井下工具的材质要求很高，需要同时满足超高压、高温和强氧化、强腐蚀环境下的安全要求。超临界水煤气化技术的突破，对稠油的超临界水气化开发也具有借鉴意义，将低效率“采油”变为高效率“采气”，将会盘活大量超深层稠油资源^[30]。

4.2 低碳能源生态圈背景下能源消费结构预测

根据前文分析结果，预计 2050 年中等埋深和深层 ISCCC 项目的 CH₄、H₂ 产能有望达到 3 500×10⁸ m³/a、4 000×10⁴ t/a；超深层 ISCCC 项目的 CH₄、H₂ 产能有望达到 1 500×10⁸ m³/a、6 000×10⁴ t/a，二者累加后的中深层 ISCCC 项目（500～4 000 m）CH₄ 总产能约 5 000×10⁸ m³/a、H₂ 总产能约 1.0×10⁸ t/a（图 3）。届时每年约气化煤炭 16×10⁸ t，相当于近一半的“煤炭产能”实现清洁转型，“国产天然气”产量增加 1.5 倍，可以支撑清洁电力装机增加 2 倍，并

为“氢能社会”2 亿辆氢燃料电池汽车提供低价氢源。如果将其中 1/5 的深层和超深层 ISCCC 废弃气腔改造为煤穴储气库，到 2050 年总库容可达 3 000×10⁸ m³，有效工作气量达到 1 200×10⁸ m³，将彻底解决地下储气库能力不足问题。根据相关试验项目估算^[14,31-33]，我国建成低碳能源生态圈后，每年将产生约 11×10⁸ t 的 CO₂，其中废弃气化腔可以就地埋藏约 6×10⁸ t^[19]，EOR 项目可以埋藏 1.5×10⁸ t，剩余 CO₂ 可以全部埋藏到废弃油气藏或地下盐水层、煤层中^[11]。

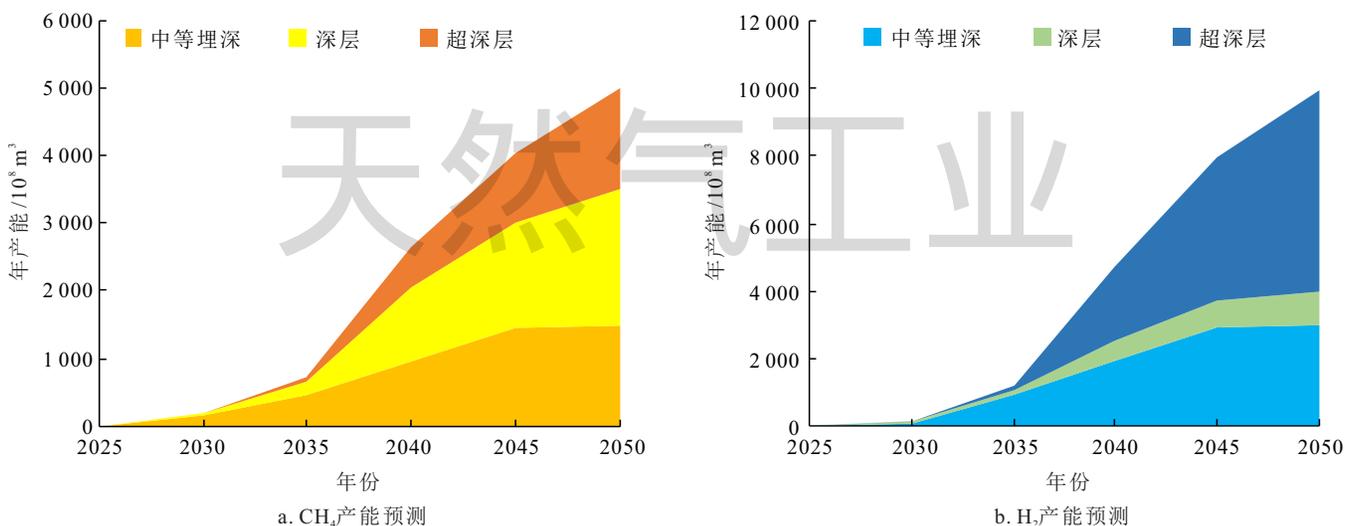


图 3 中深层煤原位清洁转化产能预测图

按照中国能源转型中情景估计^[34]，不考虑中深层 ISCCC 业务，到 2050 年我国能源消费结构有望转型为：煤炭 31%、石油 15%、天然气 17%、水电和核电 17%、其他可再生和氢能 20%。考虑中深层 ISCCC 的突破，2050 年能源结构有望进一步清洁化，提前建成氢能社会，调整为煤炭 15%、石油 15%、天然气 25%、水电和核电 17%、其他可再生和氢能 28%，其中，中深层 ISCCC 业务总体能源贡献率约 16%，但对能源结构的清洁化率贡献超过 30%（图 4）。

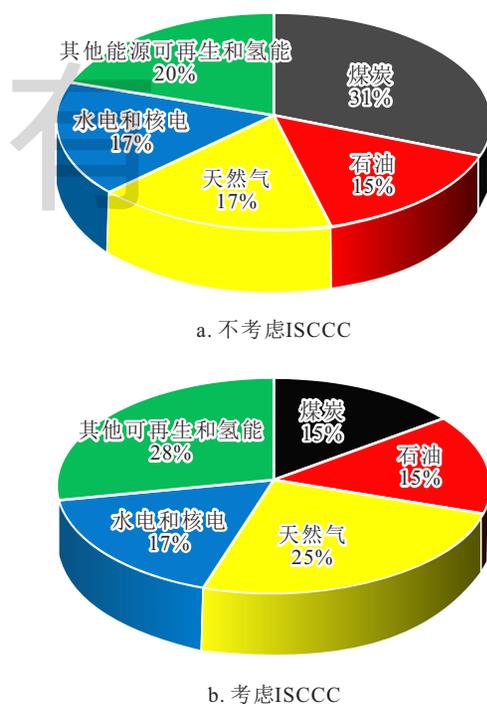


图 4 2050 年中国一次能源消费结构预测图

5 低碳能源生态圈前景与挑战

5.1 低碳能源生态圈前景分析

双碳目标下，化石能源的清洁低碳开发利用成为不可避免的重大科学问题，化石能源与可再生能源之间的融合发展也成为必然趋势，基于中深层煤原位清洁转化技术的低碳能源生态圈是我国未来能源的潜在增长极之一，有望推动多种能源融合发展，

拥有广阔的发展前景，体现在以下三个方面。

1) 能够大幅提升油气供给能力，夯实国内能源自主供给基础。国内持续攀升的油气对外依存度一直是影响我国能源安全的短板，技术创新与产业融合发展成为解决国内油气资源先天不足的根本手段。中深层 ISCCC 能够在短时间倍增天然气产量，快速提升国内天然气供给能力，作为副产品的 CO_2 和 N_2 ，解决了一直制约气驱提高原油采收率技术推广的气源问题，同时为石油工程技术开辟了“固体资源流态化开发”的新战场，极大缓解油气地下储备空间不足的困局，对保障国内油气供给安全意义重大。

2) 引领中深层煤炭资源清洁开发，推动煤炭产业绿色转型发展。中深层 ISCCC 不仅能够盘活中深层煤炭资源，避免井工开采中洗煤环节对水资源浪费，而且能够减少煤炭利用过程中固体废弃物、粉尘、污水、 SO_2 等有害气体对生态环境的影响；合成气兼具能源和原料属性，能够为现代煤化工提供清洁原料，大大缩短煤炭从开采到利用过程的产业链长度，是煤炭清洁转型的重要方向。低碳能源生态圈通过“源头减碳”从根本上解决煤炭利用中的温室气体排放问题，在保障国家能源安全供给的前提下加快推进我国煤炭产业绿色转型。

3) 催生多产业融合发展的新业态，加速构建清洁能源多元化供应体系。低碳能源生态圈有望催生多产业融合发展的新业态，并带来整体经济效益的提升。超临界水作为气化过程中的载能工质和均相、高速反应媒介，能使煤炭化学能直接高效转化为氢气化学能，所含的硫、各种金属及无机矿物质成分，以灰渣形式留在地下，是未来极具发展潜力的地下原位制氢新模式，也是具有中国特色的原创技术。高温合成气为固体燃料电池的规模应用提供了新的工况场景，能够充分发挥固体燃料电池在吃粗粮、低成本、高效、环境友好等方面的优势，为化石能源的高效清洁发电提供了新技术路径，新业态的出现有望为我国高质量发展贡献更多清洁能源。

5.2 低碳能源生态圈面临挑战与对策

1930 年起苏联、欧洲、中国、美国、澳大利亚、加拿大等世界主要富煤国家都组织实施了煤炭地下气化现场试验，但由于环境污染（地层水污染、气体泄漏、地表沉降等）、安全事故（井下爆炸引发火灾、氧气短路增加合成气爆炸风险）、气化效率低（合成气热值低、组分波动大）、能源政策（澳大利亚昆士兰政府禁止开展现场试验）等原因未能实现商业化开发。中深层煤炭原位清洁转化在超高温

($1\ 000 \sim 1\ 200\ ^\circ\text{C}$)、中高压 (5 MPa 以上)、高腐蚀 (H_2O 、 H_2 、 CO_2 、 H_2S) 的密闭环境进行，在全生命周期安全性、气化燃烧可控性、产气高效性、井筒完整性、装备可靠性方面都面临巨大挑战。目前国内尚不具备中高压 (5 MPa 以上) 大型气化物理模拟能力，在高压气化开发理论方面基础薄弱，存在中深层煤炭原位清洁转化地质—开发—工程一体化关键技术体系不成熟，可燃套管、井下燃烧器、连续油管等装备工具可靠性有待验证提高，500 m 以深现场试验和多产业融合发展经验不足等问题。

为建成低碳能源生态圈，建议从国家政策、企业配套、技术攻关三个方面持续发力：①煤炭原位清洁转化属于煤炭清洁利用范畴，符合国家化石资源禀赋特点和清洁低碳发展要求，应积极推动国家出台多产业融合发展的鼓励政策，营造积极的发展环境。建议设立国家级煤炭原位清洁转化研发中心；研究制定相应的税收激励、财政补贴、矿权保护等优惠政策；建议不将煤原位清洁转化列入煤炭产能限制，利用规模不计入燃煤总量控制范围。②充分调动能源企业积极性，逐步完善企业体制机制，组织制定中深层煤原位清洁转化中长期科技和业务发展规划，以企业为主导构建产学研用联合创新平台，积极筹建煤原位清洁转化技术委员会和标准化组织，对组织开展产业协同示范的油田单位给予资金支持，通过优化考核机制以充分调动更多油田单位积极性，加快产业化进程。③加大科技攻关力度，建立多学科跨行业联合攻关机制，加快形成具有自主知识产权的全产业链技术体系，以技术引领产业发展。中深层煤炭原位转化是多学科多专业交叉的技术密集型新产业，是我国低碳能源生态圈能否建成的关键，目前该技术尚处于起步研究阶段，在安全地质评价与实验技术研发、可控气化燃烧与动态监测、高效产气与催化增产、井筒完整性研究与装备工具研发、合成气综合利用和废弃腔碳埋藏等方向持续加大攻关力度，培养一支专门从事中深层煤原位清洁转化的科研、技术、管理人才队伍，加快现场试验和产业化进度，进一步夯实低碳能源生态圈建设物质基础，争取早日探索形成一条具有中国特色的能源高质量发展新道路。

6 结论

1) 中国是世界最大的工业国，资源禀赋与经济社会发展基本国情，决定了能源清洁转型发展的现实

路径是从“高碳”能源逐步转向“低碳”能源，不断提升“零碳”能源供应比重，而不是盲目追求 100% 的可再生能源供应。构建以中深层煤原位清洁转化技术为基础的低碳能源生态圈，能够为传统化石能源与可再生能源全面融合发展搭建桥梁，实现资源优化配置的同时解决各能源领域的发展难题，并带来可观的协同经济效益。

2) 低碳能源生态圈将深刻改变我国能源产业格局，使中国化石能源由目前的煤、油分业发展，向煤、油、气、电、氢、化工组合发展的新格局转变。低碳能源生态圈能够大幅提高国内油气供应能力、有效解决煤炭资源清洁开发利用和可再生能源发电消纳、调峰难题，在新型能源体系中发挥支柱作用，是符合中国国情、具有中国特色的化石能源清洁转型发展之路。

3) 中深层煤原位清洁转化是已知温度最高的化石能源原位开发方式，目前尚处于起步研究阶段，该技术一旦取得突破，将大大推动化石能源技术革命进程，对其他化石资源原位开发起到积极推动作用。油气企业在地下化石资源的勘探开发利用方面具有技术优势，同时具备井下特殊装备工具研发能力和油气资源接替现实需求，油气企业组织开展系统攻关研究，将有利于加快理论技术创新和现场试验进度，有望成为推动该技术和产业发展的主力军。

参 考 文 献

- [1] 国家统计局. 中华人民共和国 2021 年国民经济和社会发展统计公报 [EB/OL]. (2022-02-28)[2022-05-29]. http://www.stats.gov.cn/xxgk/sjfb/zxfb2020/202202/t20220228_1827971.html. National Bureau of Statistics. Statistical bulletin of national economic and social development of the PRC in 2021[EB/OL]. (2022-02-28)[2022-05-29]. http://www.stats.gov.cn/xxgk/sjfb/zxfb2020/202202/t20220228_1827971.html.
- [2] 国家能源局. 国家能源局 2022 年一季度网上新闻发布会文字实录 [EB/OL]. (2022-01-28)[2022-05-29]. http://www.nea.gov.cn/2022-01/28/c_1310445390.htm. National Energy Administration. Transcript of the online press conference of the National Energy Administration in the first quarter of 2022[EB/OL]. (2022-01-28)[2022-05-29]. http://www.nea.gov.cn/2022-01/28/c_1310445390.htm.
- [3] 中国石化经济技术研究院. 2022 中国能源化工产业发展报告 [R]. 北京: 中国石化经济技术研究院, 2021. Sinopec Economics and Development Research Institute. 2020 report on China energy and chemical industry development[R]. Beijing: Sinopec Economics and Development Research Institute, 2021.
- [4] 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.
- [5] 袁亮. 我国煤炭工业高质量发展面临的挑战与对策 [J]. 中国煤炭, 2020, 46(1): 6-12. YUAN Liang. Challenges and countermeasures for high quality development of China's coal industry[J]. China Coal, 2020, 46(1): 6-12.
- [6] 高德利. 非常规油气井工程技术若干研究进展 [J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 153-162. GAO Deli. Some research advances in well engineering technology for unconventional hydrocarbon[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 153-162.
- [7] 王震, 孔盈皓, 李伟. “碳中和”背景下中国天然气产业发展综述 [J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 194-202. WANG Zhen, KONG Yinghao, LI Wei. Review on the development of China's natural gas industry in the background of "carbon neutrality"[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 194-202.
- [8] 陆家亮, 赵素平, 孙玉平, 等. 中国天然气产量峰值研究及建议 [J]. 天然气工业, 2018, 38(1): 1-9. LU Jialiang, ZHAO Suping, SUN Yuping, et al. Natural gas production peaks in China: Research and strategic proposals[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(1): 1-9.
- [9] 胡永乐, 郝明强, 陈国利, 等. 中国 CO₂ 驱油与埋存技术及实践 [J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 716-727. HU Yongle, HAO Mingqiang, CHEN Guoli, et al. Technologies and practice of CO₂ flooding and sequestration in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 716-727.
- [10] 廖广志, 杨怀军, 蒋有伟, 等. 减氧空气驱适用范围及氧含量界限 [J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(1): 105-110. LIAO Guangzhi, YANG Huaijun, JIANG Youwei, et al. Applicable scope of oxygen-reduced air flooding and the limit of oxygen content[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(1): 105-110.
- [11] 程一步, 孟宪玲. 二氧化碳捕集、利用和封存技术应用现状及发展方向 [J]. 石油石化节能与减排, 2014, 4(5): 30-35. CHENG Yibu, MENG Xianling. Current application and development priorities of CCUS[J]. Energy Conservation and Emission Reduction in Petroleum and Petrochemical Industry, 2014, 4(5): 30-35.
- [12] 韩雪, 任东明, 胡润青. 中国分布式可再生能源发电发展现状与挑战 [J]. 中国能源, 2019, 41(6): 32-36. HAN Xue, REN Dongming, HU Runqing. Current status and challenges of distributed renewable energy power generation in China[J]. Energy of China, 2019, 41(6): 32-36.
- [13] 中国煤炭工业协会. 2021 煤炭行业发展年度报告 [R]. 北京: 中国煤炭工业协会, 2022. China National Coal Association. Annual report on coal industry development (2021)[R]. Beijing: China National Coal Association, 2022.
- [14] 孔令峰, 张军贤, 李华启, 等. 我国中深层煤炭地下气化商业

- 化路径[J]. 天然气工业, 2020, 40(4): 156-165.
- KONG Lingfeng, ZHANG Junxian, LI Huaqi, et al. Commercialization path of medium-deep underground coal gasification in China[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(4): 156-165.
- [15] 杨震, 孔令峰, 孙万军, 等. 油气开采企业开展深层煤炭地下气化业务的前景分析[J]. 天然气工业, 2015, 35(8): 99-105.
- YANG Zhen, KONG Lingfeng, SUN Wanjun, et al. Prospects of underground deep-zone coal gasification performed by oil and gas production enterprises[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(8): 99-105.
- [16] 孔令峰, 朱兴珊, 展恩强, 等. 深层煤炭地下气化技术与中国天然气自给能力分析[J]. 国际石油经济, 2018, 26(6): 85-94.
- KONG Lingfeng, ZHU Xingshan, ZHAN Enqiang, et al. Suggestions on China's natural gas self-sufficiency by deep coal underground gasification technology[J]. International Petroleum Economics, 2018, 26(6): 85-94.
- [17] 邹才能, 陈艳鹏, 孔令峰, 等. 煤炭地下气化及对中国天然气发展的战略意义[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(2): 195-204.
- ZOU Caineng, CHEN Yanpeng, KONG Lingfeng, et al. Underground coal gasification and its strategic significance to the development of natural gas industry in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(2): 195-204.
- [18] 袁士义. 关于大力发展 CO₂ 驱油提高采收率的报告[R]. 北京: 出版社不详, 2019.
- YUAN Shiyi. Report on vigorously developing CO₂ flooding to enhance oil recovery[R]. Beijing: [s.n.], 2019.
- [19] 钟林发, 林千果, 王香增, 等. 碳捕集与封存——提高石油采收率全流程经济性评价模型[J]. 现代化工, 2016, 36(11): 7-10.
- ZHONG Linfa, LIN Qianguo, WANG Xiangzeng, et al. Economic evaluation of carbon capture and storage enhanced oil recovery technology[J]. Modern Chemical Industry, 2016, 36(11): 7-10.
- [20] 金辉, 吕友军, 赵亮, 等. 煤炭超临界水气化制氢发电多联产技术进展[J]. 中国基础科学, 2018, 20(4): 4-9.
- JIN Hui, LYU Youjun, ZHAO Liang, et al. Development in the polygeneration-technology based on steaming coal with supercritical water gasification[J]. China Basic Science, 2018, 20(4): 4-9.
- [21] BURTON E, FRIEDMANN J, UPADHYE R. Best practices in underground coal gasification: LLNL-TR-225331[R]. Livermore: Lawrence Livermore National Laboratory, 2006.
- [22] 中国石油勘探开发研究院. 中东部煤炭资源地下气化潜力研究报告[R]. 北京: 出版社不详, 2019.
- Research Institute of Petroleum Exploration & Development, CNPC. Study report on the underground gasification potential of coal resources in the Middle-East China[R]. Beijing: [s.n.], 2019.
- [23] MARC M. UCG technology introduction lecture with technical and economical comparison with existing clean coal conversion technologies[R]. Brussels: Most Coal Engineering SPRL, 2017.
- [24] 王秋枫. 煤炭地下气化项目地面系统优化研究报告[R]. 北京: 中国寰球工程有限公司, 2018.
- WANG Qiufeng. Research report on optimization of ground system of underground coal gasification project[R]. Beijing: China Huanqiu Contracting & Engineering Co., Ltd., 2018.
- [25] 大唐国际发电股份有限公司. 大唐国际克旗日产 1200 万 m³ 煤制天然气项目可研报告[R]. 北京: 出版社不详, 2007.
- Datang International Power Generation Company Ltd. Feasibility study of Datang International Hexigten 12 million m³/d coal to gas project[R]. Beijing: [s.n.], 2007.
- [26] 常宏岗. 天然气制氢技术及经济性分析[J]. 石油与天然气化工, 2021, 50(4): 53-57.
- CHANG Honggang. Technical and economic analysis of hydrogen production from natural gas[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2021, 50(4): 53-57.
- [27] 王玮, 王秋岩, 邓海全, 等. 天然气管道输送混氢天然气的可行性[J]. 天然气工业, 2020, 40(3): 130-136.
- WANG Wei, WANG Qiuyan, DENG Haiquan, et al. Feasibility analysis on the transportation of hydrogen-natural gas mixtures in natural gas pipelines[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(3): 130-136.
- [28] 邹才能, 张福东, 郑德温, 等. 人工制氢及氢工业在我国“能源自主”中的战略地位[J]. 天然气工业, 2019, 39(1): 1-10.
- ZOU Caineng, ZHANG Fudong, ZHENG Dewen, et al. Strategic role of the synthetic hydrogen production and industry in Energy Independence of China[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(1): 1-10.
- [29] 孔令峰, 赵忠勋, 赵炳刚, 等. 利用深层煤炭地下气化技术建设煤穴储气库的可行性研究[J]. 天然气工业, 2016, 36(3): 99-107.
- KONG Lingfeng, ZHAO Zhongxun, ZHAO Binggang, et al. Feasibility analysis on rebuilding coal-mine gas storage by using underground coal gasification (UCG) technology[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(3): 99-107.
- [30] CANIAZ R O, ERKEY C. Process intensification for heavy oil upgrading using supercritical water[J]. Chemical Engineering Research and Design, 2014, 92(10): 1845-1863.
- [31] Alberta Innovates. Final report of Swan Hills underground coal gasification technology research and development project[R]. Calgary: Alberta Innovates, 2012.
- [32] MCVEY T. Final report: Technoeconomic evaluation of underground coal gasification (UCG) for power generation and synthetic natural gas: LLNL-TR-488334[R]. Livermore: Lawrence Livermore National Laboratory, 2011.
- [33] CHAPPELL R, MOSTADE M. The El Tremedal underground coal gasification field test in Spain first trial at great depth and high pressure[C]//Fifteenth Annual International Pittsburgh Coal Conference, Pittsburgh: University of Pittsburgh, 1998.
- [34] 中国石油经济技术研究院. 2050 年世界与中国能源展望(2019 版)[R]. 北京: 中国石油经济技术研究院, 2019.
- CNPC Economics and Technology Research Institute. 2050 world and China's energy outlook (version 2019)[R]. Beijing: CNPC Economics and Technology Research Institute, 2019.

(修改回稿日期 2022-07-28 编辑 罗冬梅)



本文互动