

中国天然气工业发展回顾与前景展望

李 鹭 光

中国石油天然气股份有限公司

摘要:为了更好地推进中国天然气业务的持续有效快速发展和“双碳”目标的按期实现,总结回顾了我国天然气工业发展所取得的一系列成果和经验,分析了能源环境政策对天然气产业发展的影响,剖析了国内天然气勘探开发形势,展望了我国天然气勘探开发前景,并提出了相关发展建议。研究表明:在巴黎气候协定承诺和碳达峰、碳中和的战略环境下,中国天然气产业面临的发展机遇前所未有;国内天然气资源基础丰厚、资源探明率低、增储上产目标领域明确,与此同时,由于资源复杂化、勘探开发成本升高,天然气规模效益上产难度亦增加;尽管如此,为了保障国家能源安全,实现经济发展与环境保护双重目标,国家坚持大力提升国内油气勘探开发力度,按照当前天然气新增探明储量的增长态势,预计到 2040 年全国将新增天然气探明地质储量 $16 \times 10^{12} \sim 20 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 2030 年左右天然气年产量达到峰值目标 $2900 \times 10^8 \sim 3300 \times 10^8 \text{ m}^3$, 届时国内天然气可采资源探明率在 14% 左右,发展目标具备可持续性。为了实现上述发展目标,提出以下 5 点建议:①保持天然气勘探开发持续稳定投入,确保勘探持续获得新突破和新发现、开发能够在弥补产量递减的同时保持产量箭头向上;②强化科技攻关,依靠技术和管理创新突破勘探禁区、提高气田开发效益;③加强对已开发气田的综合治理,提高气田最终采收率;④统筹优化国内外气源、常规与非常规天然气构成,提高应对供气风险的能力;⑤对非常规天然气持续给予税收优惠和补贴政策支持,加快非常规天然气规模效益上产。

关键词: 中国; 天然气工业; 发展历程; 能源环境政策; 勘探开发前景; 新增天然气探明储量; 产量

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2021.08.001

Development of natural gas industry in China: Review and prospect

LI Luguang

(PetroChina Company Limited, Beijing 100007, China)

Natural Gas Industry, Vol.41, No.8, p.1-11, 8/25/2021. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: In order to better promote the sustainable, effective and rapid development of natural gas business and the on-schedule realization of "carbon peak and carbon neutrality" goal, this paper summarizes and reviews the achievements and experience in the development of natural gas industry in China. Then, the influence of energy environmental policies on the development of natural gas industry is analyzed, and domestic natural gas exploration and development situations are dissected. Finally, domestic natural gas exploration and development prospect is forecasted, and the corresponding development suggestions are proposed. And the following research results are obtained. First, under the commitment of the Paris Climate Agreement and the strategy of carbon peak and carbon neutrality, China's natural gas industry faces unprecedented development opportunities. Second, domestic natural gas is characterized by abundant resource bases, low proven rate of resource and clear target and field of reserve and production increase, but the complexity of the resources and the rise of exploration and development cost make it more difficult to realize the large-scale efficient increase of natural gas production. Third, nevertheless, in order to ensure national energy security and reach the dual goals of economic development and environmental protection, China continues to powerfully enhance domestic oil and gas exploration and development. According to the growth trend of new proved natural gas reserves, it is predicted that the domestic new proved natural gas reserves by 2040 will be $16 \times 10^{12} \sim 20 \times 10^{12} \text{ m}^3$, the peak natural gas production of $2900 \times 10^8 \sim 3300 \times 10^8 \text{ m}^3$ will be reached in 2030, and the proven rate of recoverable natural gas resources will be around 14%, which indicates the sustainability of the development goal. In order to realize these development goals, five suggestions are put forward: (1) Maintain continuous and stable investment in exploration and development, so that new breakthroughs and discoveries can be achieved continuously in natural gas exploration and natural gas development can keep the production arrow upward while compensating the production decline; (2) Strengthen scientific and technological researches and make use of technological and managerial innovation to break through forbidden exploration areas and improve the development benefits of gas fields; (3) Enhance the comprehensive management of developed gas fields to increase their ultimate recovery factor; (4) Optimize domestic and foreign gas sources, conventional and unconventional gas compositions as a whole to improve the ability to deal with gas supply risks; (5) Provide taxation preferences and subsidy policies continuously for unconventional natural gas to speed up the large-scale benefit production increase of unconventional natural gas.

Keywords: China; Natural gas industry; Development course; Energy environment policy; Exploration and development prospect; New proved natural gas reserves; Production

作者简介: 李鹭光, 1962 年生, 正高级工程师, 本刊编委会顾问, 博士; 现任中国石油天然气股份有限公司副总裁; 主要从事石油天然气勘探开发综合研究和管理工作, 在中国石油行业拥有近 40 年的工作经验。地址: (100007) 北京市东城区东直门北大街 9 号。ORCID: 0000-0003-3589-4000。E-mail: liluguang@petrochina.com.cn

0 引言

迈入21世纪以来,中国天然气产业获得了跨越式发展:国内天然气产量从2000年的 $274 \times 10^8 \text{ m}^3$ 上升到2020年的 $1\,925 \times 10^8 \text{ m}^3$,天然气消费量从2000年的 $247 \times 10^8 \text{ m}^3$ 快速增长到2020年的 $3\,262 \times 10^8 \text{ m}^3$,跻身世界天然气生产、消费大国行列^[1-3];天然气对外依存度也逐年上升,2020年已超过40%。近期,在世界处于百年未有之大变局的深度演变和能源结构加速转型的大背景下,地缘政治环境复杂化、能源供应安全面临考验、碳达峰目标和碳中和愿景的提出,既给中国天然气工业大发展带来了挑战,同时也提供了前所未有的空间和机遇。为此,及时总结回顾我国天然气工业发展历程及所取得的成果和经验,进而准确预见未来,对于我们坚定信心、抓住机遇、直面挑战,推进我国天然气业务持续快速发展和实现“双碳”目标都具有重大的意义。

1 中国天然气工业发展历程与所取得的成果

1.1 发展历程

回顾我国天然气工业的发展历程,以天然气年产量为考量指标,大致可以分为以下3个阶段^[2,4]。

1) 发展起步阶段,从1949年到1977年,历时28年,我国天然气工业在四川盆地发展起步,天然气年产量从 $0.1 \times 10^8 \text{ m}^3$ 逐步增加到 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$,全国累计探明天然气地质储量不到 $2\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

2) 缓慢增长期,从1977年到2001年,历时24年,全国天然气年产量稳步上升到 $303 \times 10^8 \text{ m}^3$,累计探明天然气地质储量为 $3.4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。这一阶段,溶解气和气层气产量齐头并进。

3) 快速增长期,自2001年到2020年,历时19年,全国天然气产量年均增长 $83.4 \times 10^8 \text{ m}^3$,2020年达到 $1\,925 \times 10^8 \text{ m}^3$,全国累计探明天然气地质储量达 $19.61 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。特别是中国共产党第十八次全国代表大会以来,国内天然气业务加快发展,“十三五”期间,年产量连续5年“换”百字头,分别为 $1\,369 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $1\,480 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $1\,602 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $1\,754 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $1\,925 \times 10^8 \text{ m}^3$,年均增幅为9.4%(图1)。

1.2 所取得的成果

1.2.1 天然气勘探开发领域不断拓展,气藏类型多样,天然气资源量评价结果连续翻番

随着理论的创新和勘探开发技术的突破,我国

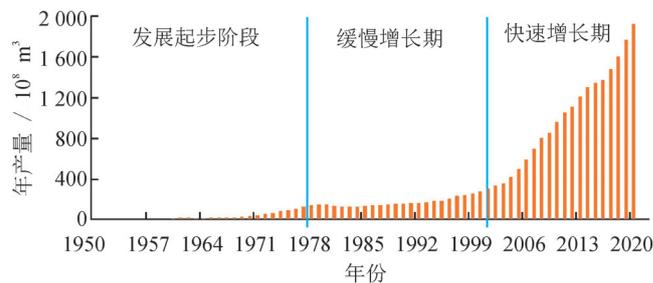


图1 中国天然气工业发展历程简图

天然气勘探开发领域不断拓展,从以四川盆地为主的区域性产业发展成为包括陕西、甘肃、新疆、青海、云南、东三省、华北地区等全国大部分地区的全国性产业。天然气勘探开发对象从构造气藏向岩性气藏拓展,从单一碳酸盐岩气藏向常规碎屑岩气藏、疏松砂岩气藏、低渗透致密气藏、火山岩气藏、页岩气、煤层气等多种类型气藏拓展;气藏埋藏深度从中浅层向深层、超深层拓展。天然气资源量从1986年第一轮全国油气资源评价算起,每10年新增天然气资源量在 $10 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 左右,随着非常规天然气勘探开发获得突破,据中国石油天然气集团有限公司(以下简称中国石油)最新一轮的油气资源评价结果,其天然气可采资源量更是跃升至 $111.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[5-6]。

1.2.2 天然气探明储量持续高位增长,三大盆地集中勘探形成4个万亿立方米规模增储大场面

勘探立足战略性、全局性、前瞻性重大领域和重大目标,突出新领域、新区带、新层系、新类型,精细论证,加大对重点盆地的勘探部署力度,天然气勘探成效显著——全国连续19年新增天然气探明地质储量超过 $5\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$,四川、鄂尔多斯、塔里木3个盆地累计探明天然气地质储量均超过 $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$;松辽、柴达木、东海、渤海湾、琼东南、莺歌海、准噶尔、珠江口等盆地及渤海海域累计探明天然气地质储量均超过 $1\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$,奠定了天然气产量快速增长的资源基础^[7-8]。形成了以下4个天然气探明地质储量超过 $1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 的大场面:①鄂尔多斯盆地苏里格气田致密砂岩气藏大型储量区,累计探明天然气地质储量 $2.07 \times 10^{12} \text{ m}^3$;②塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带深层和超深层气藏大型储量区,累计探明天然气地质储量 $1.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$;③四川盆地安岳气田深层碳酸盐岩气藏大型储量区,累计探明天然气地质储量 $1.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$;④四川盆地川渝页岩气藏大型储量区,累计探明天然气地质储量接近 $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

1.2.3 天然气产量快速攀升，建成 3 个年产量超过 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的大气区

2020 年全国天然气产量达 $1\,925 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，连续 5 年年均增长量超过 $110 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。其中，中国石油的天然气产量为 $1\,306 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，占全国天然气总产量的 67.8%，较 2019 年净增 $118 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，创历史新高；中国石油天然气产量当量达到 $1.04 \times 10^8 \text{ t}$ 油当量，首次超过石油，油气产量结构进一步优化，向绿色低碳转型取得重要进展；建成了塔里木盆地、四川盆地、鄂尔多斯盆地 3 个年产量超过 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的天然气生产基地。

1.2.4 非常规天然气实现跨越式发展，成为天然气产量增量的主体

随着天然气勘探开发理论和技术的突破，天然气开发对象由常规构造型气藏向非常规致密气、煤层气和页岩气拓展^[9]（图 2），非常规天然气逐渐成为天然气上产的主力军，特别是“十三五”期间我国进入了常非并举发展的新阶段，非常规天然气取得了长足的发展，全国年均新建产能中的 70% 左右为非常规天然气。2020 年我国非常规天然气产量为 $756.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，占全国天然气总产量的 39.3%，其中，致密气 $476.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、页岩气 $201 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、煤层气 $79 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。2020 年中国石油的致密气、页岩气、煤层气三类非常规天然气合计产量为 $497.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，较上年的增幅为 13.3%，非常规天然气产量在中国石油天然气总产量中的占比由上年度的 36.3% 增至 38.1%；非常规天然气产量年净增量为 $66.4 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，占中国石油 2020 年天然气产量总净增量的 56.3%。

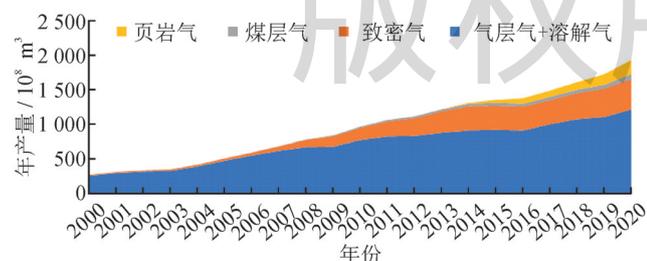


图 2 中国天然气历年产量构成图

1.2.5 天然气勘探开发理论和技术的不断发展，形成了十大类型气藏开发配套技术系列

进入 21 世纪以来，创新发展了古老碳酸盐岩气藏成藏理论、大面积低渗透致密砂岩气藏成藏理论、前陆冲断带深层构造天然气成藏理论和海相页岩气成藏理论；深化发展了循环注气保压开采理论、异常高压气藏开发理论和气藏控压开采理论；高精度

三维地震储层预测技术、深井超深井钻完井技术、水平井优快钻井技术、体积压裂改造技术和高含硫气藏开发技术等进步，以及深井和深水工程装备的不断完善配套，有力地支撑了安岳、元坝、苏里格、克拉苏、涪陵、威远、长宁、陵水 17-2 等大气田的发现和建设，保障了天然气储量的高峰增长^[10-14]和产量的快速攀升。

经过多年的探索与积累，创新形成了致密砂岩气藏、碳酸盐岩气藏、异常高压气藏、凝析气藏、火山岩气藏、疏松砂岩气藏、高含硫气藏、基岩气藏、页岩气藏、煤层气藏等十大类型气藏开发特色技术系列，有力地支撑了天然气产业的快速发展。如形成了以苏里格气田为代表的大井丛、多井型、工厂化、直井多层、水平井多段压裂的致密气藏开发技术系列，该气田年产量 $230 \times 10^8 \text{ m}^3$ 已连续稳产 8 年^[15]；形成了以安岳气田为代表的甜点预测、大斜度井、适度规模酸压改造的大型碳酸盐岩气藏高效开发技术系列，安岳气田的下寒武统龙王庙组气藏年产量 $90 \times 10^8 \text{ m}^3$ 已连续稳产 5 年^[16]，台缘带震旦系灯影组气藏 2020 年底年产量能力达到 $60 \times 10^8 \text{ m}^3$ ；形成了以克拉苏气田为代表的垂直钻井技术防斜打快、精细控压、先进 PDC 钻头提速等超深高压气藏开发技术系列，塔里木气区年产量超越 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[17]；形成了以涪陵、长宁、威远为代表的页岩气开发地质综合评价技术、开发优化技术、水平井优快钻井技术、水平井体积压裂技术、工厂化作业技术、高效清洁开采技术六项开发主体技术系列，四川盆地中浅层页岩气年产量突破 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，准备了川南深层第二个万亿立方米天然气储量接替区，规模加快发展的态势已经形成^[18]。多项新技术的规模化推广应用，为天然气增储上产发挥了重要的作用。

1.2.6 储运设施协同发展，产运储销体系日趋完善

2004 年西气东输一线工程投产，拉开了我国天然气产业大发展的序幕^[19]。随着天然气上游业务的快速发展，天然气管网建设也同步进入了快速建设的新阶段。至 2020 年，全国天然气长输管道总里程近 $8.3 \times 10^4 \text{ km}$ ，建成了以西气东输管道系统、陕京管道系统、忠武管道、川气东送管道等国内跨省市管道为主干，以冀宁线、淮武线、兰银线、中贵线等为联络线的全国骨干输气管网^[20]；同时，为了引进国外天然气资源，中国石油建成了中亚管道、中缅管道、中俄东线管道等长输进口天然气管道，形成了横跨东西、纵贯南北、联通海外的天然气管道格局。2019 年国家进行油气体制改革，成立了国家石油天

然气管网集团有限公司,以便于统筹协调、互联互通,我国的天然气供应能力将得到进一步提升^[21]。

与此同时,地下储气库(以下简称储气库)和LNG接收站也在加速建设,储气调峰能力不断增强。截至2020年底,我国已建成LNG接收站22座,总接收能力达到 $8\,860\times 10^4\text{ t/a}$;已建成14座储气库(群),设计总工作气量 $237\times 10^8\text{ m}^3$,形成了储气调峰能力 $142\times 10^8\text{ m}^3$,占全国天然气消费量的4.4%,2020年采气量为 $92.6\times 10^8\text{ m}^3$,冬季最高日采气量达到 $1.5\times 10^8\text{ m}^3$ 。其中,中国石油建成了以大张坨、呼图壁、双6、相国寺、金坛等为代表的储气库群10座(枯竭气藏型9座、盐穴型1座),设计总工作气量为 $189\times 10^8\text{ m}^3$,设计注气规模为 $0.9\times 10^8\text{ m}^3/\text{d}$ 、采气规模为 $1.6\times 10^8\text{ m}^3/\text{d}$,储气调峰能力达到 $124\times 10^8\text{ m}^3$,占全国储气库总调峰能力的88%,占中国石油天然气销售量的6.7%;高峰日采气量达 $1.34\times 10^8\text{ m}^3$,高峰日注气量达 $0.7\times 10^8\text{ m}^3$ 。

天然气需求量快速增长,2020年全国天然气消费量达 $3\,262\times 10^8\text{ m}^3$,国内天然气产运储销体系日趋完善。

1.2.7 中国天然气产销量位居世界前列,在全球的地位和影响日益突出

经过近20年的快速发展,中国已跻身世界天然气产量、消费量大国。据中国石油经济技术研究院的数据,2020年中国天然气产量、消费量分别位居世界第4位、第3位(图3、4),中国天然气交易中心快速发展,已经建成上海、重庆和深圳天然气交易中心,成立了浙江天然气交易平台,海南拟成

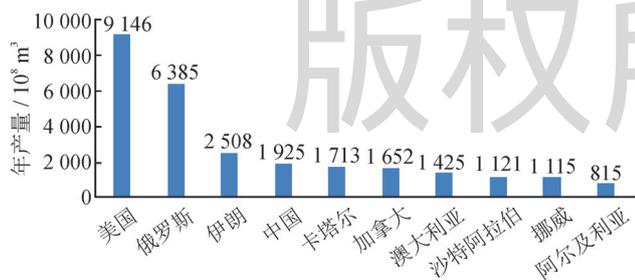


图3 2020年天然气产量世界前10位国家排名图

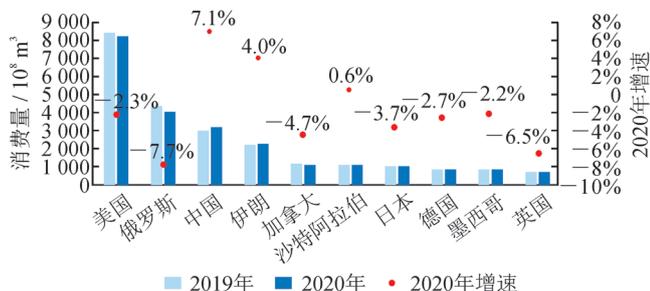


图4 2019—2020年天然气消费量世界前10位国家排名图

立期货交易所开展天然气期货业务,市场化机制逐步建立,中国在世界天然气工业中的地位和影响日益凸显^[22]。

2 中国天然气勘探开发形势和面临的挑战

2.1 勘探开发形势

2.1.1 “双碳”目标为天然气大发展创造了前所未有的机遇

2016年签订巴黎气候协定之后,业内专家预测2035年中国天然气需求量将超过 $6\,000\times 10^8\text{ m}^3$ ^[23]。2020年全球碳中和步伐加快,我国将采取更加有力的政策和措施,力争于2030年前二氧化碳排放量达到峰值,努力争取2060年前实现碳中和目标,清洁低碳能源结构转型进一步加快^[24-25]。我国是世界上最大的煤炭消费国,煤炭在一次能源消费结构中的占比达57%,实现“双碳”目标首先就要降低煤炭消费量。天然气作为一种优质、高效、清洁的低碳化石能源,同时具有资源稳定和开发利用技术成熟的优势,是中长期具有现实竞争力的优质资源,可与核能以及风、光、水、地热等可再生能源形成良性互补^[26],我国天然气消费量及其增速有望进一步提高。

2.1.2 我国天然气勘探处于早中期,增储潜力大

我国天然气类型多样,资源丰富^[27]。据中国石油最新一轮油气资源评价结果,我国天然气总地质资源量高达 $280.76\times 10^{12}\text{ m}^3$,其中技术可采资源量为 $111.52\times 10^{12}\text{ m}^3$ 。分门别类来看,常规气(含致密气)地质资源量为 $146.96\times 10^{12}\text{ m}^3$,其中技术可采资源量为 $83.46\times 10^{12}\text{ m}^3$;页岩气地质资源量为 $105.72\times 10^{12}\text{ m}^3$,其中技术可采资源量为 $19.36\times 10^{12}\text{ m}^3$;煤层气地质资源量为 $28.08\times 10^{12}\text{ m}^3$,其中技术可采资源量为 $8.70\times 10^{12}\text{ m}^3$ 。

我国天然气剩余资源量丰富,总体探明程度低,勘探潜力巨大。截至2020年底,全国累计探明天然气地质储量 $19.61\times 10^{12}\text{ m}^3$,探明率仅7.00%。其中常规天然气和致密气探明地质储量为 $16.88\times 10^{12}\text{ m}^3$,探明率为11.48%;页岩气探明地质储量为 $2.00\times 10^{12}\text{ m}^3$,探明率为1.91%;煤层气探明地质储量为 $0.73\times 10^{12}\text{ m}^3$,探明率为2.61%(表1)。基于与国外同行业发展历程的对比结果,分析认为我国天然气勘探整体处于早中期,未来仍有发现大中型气田的资源条件。

表 1 中国天然气资源量与探明储量汇总表

类 型	资源量 /10 ¹² m ³		累计探明储量 /10 ¹² m ³		待探明资源量 /10 ¹² m ³		探明率	
	地质	技术可采	地质	技术可采	地质	技术可采	地质	可采
常规气+致密气	146.96	83.46	16.88	9.35	130.08	74.11	11.48%	11.2%
页岩气	105.72	19.36	2.00	0.47	103.72	18.89	1.91%	2.43%
煤层气	28.08	8.70	0.73	0.36	27.35	8.34	2.61%	4.14%
总计或平均	280.76	111.52	19.61	10.18	261.15	101.34	7.00%	9.13%

数据来源：中国石油新一轮油气资源评价结果。

2.1.3 上产新区目标落实，已开发主力气田整体处于稳产阶段，“十四五”期间国内天然气储量产量将继续快速增长

我国天然气近期增储上产主要集中在四川、鄂尔多斯、塔里木、松辽、准噶尔 5 个盆地的海相碳酸盐岩、

低渗透致密砂岩、前陆盆地、海域和非常规等 5 个领域，近期陆上已在 20 个区带获得战略性突破，天然气资源潜力近 $30.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ （其中页岩气为 $12.4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ），可以实现储量规模接替（表 2），预计每年可增加探明天然气地质储量 $8\,000 \times 10^8 \sim 10\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

表 2 “十三五”以来突破的中国陆上 20 个天然气资源潜力带汇总表

勘探领域	盆地	区带/层系	发现井	有利区面积 /km ²	资源潜力 /10 ⁸ m ³
碳酸盐岩	四川	川中北斜坡	蓬探 1、角探 1	11 500	40 000
	四川	川西二叠系栖霞组	双探 1、平探 1	1 500	4 000
	四川	二叠系茅口组	潼探 1、云锦 2	12 000	16 500
	四川	合川—潼南区块	合深 5	1 000	2 000
	塔里木	塔北—塔中寒武系	轮探 1	2 500	12 500
	塔里木	台盆区碳酸盐岩	中古 70、玛东 3	35 000	8 000
	鄂尔多斯	靖边下古生界盐下	米探 1	23 000	5 000
	塔里木	博孜一大北	博孜 7、博孜 9	2 700	12 000
前陆构造	塔里木	秋里塔格	中秋 1	5 200	14 286
	准噶尔	南缘中下组合	高探 1、呼探 1	15 000	21 000
	准噶尔	石炭系	石西 16	200	3 000
	准噶尔	白家海凸起煤层气	彩探 1H	2 500	4 860
	松辽	古中央隆起	隆探 2、隆平 1	2 400	5 000
岩性地层	松辽	长岭火山岩	长深 40	13 000	5 973
	渤海湾	深层古潜山及内幕	安探 1、架探 1	500	8 000
	四川	川西二叠系火山岩	永探 1	4 650	3 500
非常规	鄂尔多斯	西北缘上古生界、上石炭统本溪组	李 56H、宜 129	9 600	6 000
	四川	川西—川中致密气	秋林 16、邛崃 1	30 000	10 000
	四川	蜀南页岩气	泸 203	16 000	120 000
	四川	太阳浅层页岩气	阳 101	800	4 000
合计				189 050	305 619

博孜一大北、克深周缘、川中、金秋、庆阳、宜川—黄龙、渤中 19-6、泸州、川东北等一批大中型新气田按照勘探开发一体化、地质工程一体化的

工作模式，正加快评价和建设，将陆续在“十四五”期间达产；克拉 2、迪那 2、苏里格、靖边、榆林、神木、大牛地、涩北、安岳、普光、涪陵、长宁、

威远、昭通等一批已开发主力气田通过内部挖潜调整、滚动扩边、综合治理等措施，在“十四五”期间将整体处于稳产阶段，是国内天然气上产稳产的“压舱石”（表3）。

表3 “十四五”国内主力气田及其建产目标统计表

老区气田	产量规模 / (10 ⁸ m ³ · a ⁻¹)	新区气田	产量规模 / (10 ⁸ m ³ · a ⁻¹)
克拉2	55	庆阳	30
迪那2	50	宜川—黄龙	30
苏里格	260	博孜—大北及其周缘	100
神木	39	克深及其周缘	90
榆林	50	渤中 19-6	12
靖边	55	川东北高含硫气藏	35
大牛地	39	泸州深层页岩气	150
涩北	40	川西火山岩气藏	20
安岳	150	四川盆地二叠统	35
普光+元坝	110	四川盆地金秋致密气	30
涪陵	80	长宁+威远+昭通页岩气	120

2.2 所面临的挑战

2.2.1 勘探对象日趋复杂，资源劣质化趋势加剧，规模效益开发难度增加

2.2.1.1 近年新增天然气储量主要为低渗透致密气、页岩气等非常规天然气

随着勘探程度的不断提高，天然气优质储量发现难度越来越大，低渗透致密气、页岩气等非常规天然气成为新增储量的主体，由“十五”的占比72%增长到“十二五”的92%，2019年达到100%，2020年为98%，预计未来10年占比将超过95%（图5）。

2.2.1.2 勘探开发对象由中浅层转向深层—超深层

主力勘探开发领域四川、塔里木盆地目的层埋深已达6 000~7 000 m，甚至超过8 000 m，塔里木盆地库车山前单个圈闭天然气资源量降至100×10⁸ m³左右（图6），对勘探开发技术和成本控制提出了较大的挑战^[28]。

2.2.1.3 非常规气产量规模不断攀升，天然气整体开发效益变差

致密气单井产量低，井均日产量在1×10⁴ m³

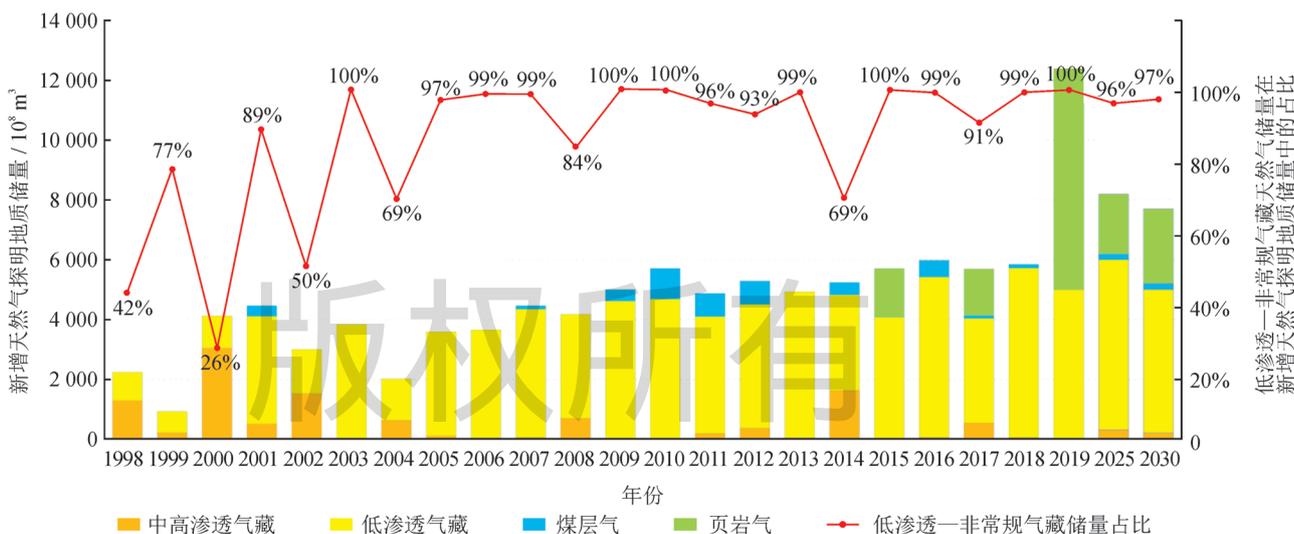


图5 1998—2030年中国石油新增天然气探明储量构成图

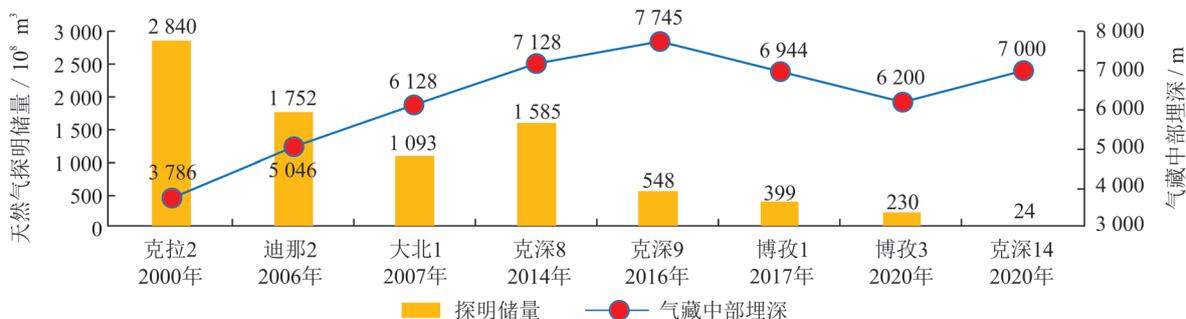


图6 中国石油塔里木盆地库车山前已发现气藏天然气储量规模和气藏中部埋深变化图

左右，稳产期只有 2~3 年，产量年递减率超过 20%；页岩气初期产量虽然较高，但产量递减快，年递减率高达 50% 左右，每采出单位气量所需投资较高，单位完全成本远高于常规天然气平均水平。非常规天然气是今后天然气上产的主体，主要依靠每年不断大批量钻新井，投资规模大，规模效益开发难度加大。

2.2.2 主力构造气藏将集中进入产量递减阶段，持续上产压力大

21 世纪前 10 年建成的主力优质气田已陆续进入产量递减阶段。川东石炭系、克拉 2、英买力、靖边、涩北等气田主体区已经进入产量递减阶段，榆林、普光、迪那 2 等重点气田步入稳产末期。这些气田规模大、效益好，是天然气持续上产的基石，随着部分主力气田集中进入产量递减阶段，持续上产压力逐年增大（图 7）。

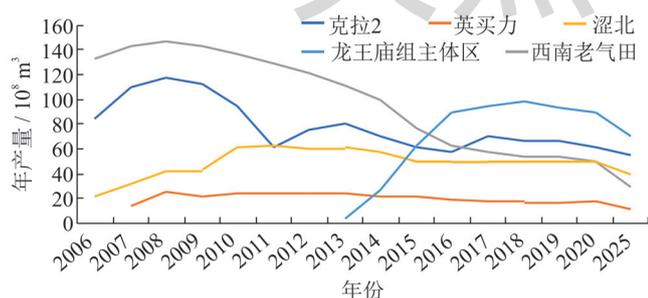


图 7 我国部分主力气田天然气年产量变化趋势图

2.2.3 高端装备和材料依赖进口，制约了中国天然气产业的可持续发展

天然气增储上产高度依赖于旋转导向钻井、随钻测井、大位移水平井钻探、大规模“井工厂”开采及大型海上油气综合钻探平台、深海油气开采等关键装备，但受限于基础理论、基础原材料、精密仪器、高端设备制造等方面的不足，短期内依靠自主创新取得重大突破难度较大，而通过从国外引进消化吸收先进技术和装备又面临着国际政治关系复杂、知识产权保护、核心技术出口限制、商业合作不畅等诸多困难。因此在未来一段时间内，关键装备自主化程度不足仍然是制约中国天然气可持续发展的关键因素之一。

2.2.4 适用于未来建产主力区块的针对性技术还存在着短板，制约了天然气规模效益建产的进度

未来油气勘探开发目标多为深层、高压、海上、非常规，对技术要求高，目前技术、装备尚不能完全满足开发需要。深层、超深层碳酸盐岩气藏开发所需的高温、高压、高含硫堵水、控水、控硫工艺

技术和高抗硫、大排量增压装备等不足；海上新发现气田多为深水气田、高温高压气田、低渗透—近致密气田、中深层气田，由于在工程装备、钻完井技术等方面存在着较大的技术挑战，开发成本远高于陆地气田；深层页岩气开发所需的核心技术与装备不能完全满足需要，体积改造技术和高精度甜点段精细评价技术需要发展完善，如地质导向关键工具还需进口、超长水平段 PDC 钻头不能完全满足“一趟钻”的要求、深井钻塞难度大、无限级数分段压裂技术不成熟，海陆过渡相及陆相页岩气在资源前景、甜点区/段、富集规律、高产主控因素等方面需要进一步试验探索；致密气提高采收率配套新技术、储层高精度预测与提高单井产量技术需要进一步完善；煤层气增产技术、深部煤系地层“三气”综合开发技术等还需要攻关。

2.2.5 非技术制约因素增多，影响了工作实施节奏

矿权改革影响油公司可持续发展战略部署。2019 年出台的《关于推进矿产资源管理改革若干事项的意见（试行）》新政进入实施阶段，矿业权竞争出让、25% 硬退减等一系列政策落地，油公司油气探矿权面临着大面积退减的压力，油气勘探开发可持续发展面临着严峻的挑战。

财税政策可持续性。针对非常规天然气补贴优惠政策仅执行到 2023 年，并且补贴政策不能延续，将直接影响到未来非常规天然气上产的规模。

资源地诉求增多，征地用地审批困难、补偿赔偿费用大幅度提高，环境影响评估等项目审批周期长，对工作实施节奏和效益造成了很大的影响。

3 中国天然气发展前景与发展建议

“双碳”目标为中国天然气大发展提供了前所未有的机遇^[29-31]，为了保障国家能源安全，实现经济发展与环境保护双重目标，需要持续加大国内天然气勘探开发力度。

3.1 勘探前景

我国天然气近期增储目标主要集中在四川、鄂尔多斯、塔里木、松辽、准噶尔盆地的岩性地层、海相碳酸盐岩、前陆盆地和非常规等四大领域的 13 个现实区带，其中鄂尔多斯、四川、塔里木等盆地及南海北部、东海海域为 5 个万亿立方米级的天然气增储区，准噶尔、渤海湾、柴达木等盆地为 3 个千亿立方米级的天然气增储区。预计 2021—2040 年全国新

增探明天然气地质储量介于 $16 \times 10^{12} \sim 20 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，其中，常规气新增 $10 \times 10^{12} \sim 12 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，页岩气新增 $6.0 \times 10^{12} \sim 7.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，煤层气新增 $0.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$

(表4)。2040年底常规气可采资源探明率为16.2%，页岩气可采资源量探明率为8.6%，煤层气可采资源量探明率为7.6% (表5)。

表4 中国未来新增天然气地质储量前景展望表

单位: 10^{12} m^3

类 型	2021—2025 年	2025—2030 年	2030—2040 年	合计
常规气+致密气	3.00	2.90 ~ 3.90	4.10 ~ 5.10	10.00 ~ 12.00
页岩气	2.00	2.00	2.00 ~ 3.50	6.00 ~ 7.50
煤层气	0.15	0.15	0.20	0.50

表5 中国天然气资源探明率展望表

类 型	资源量 / 10^{12} m^3		2021—2040 年预计新增探明储量 / 10^{12} m^3		2040 年累计探明储量 / 10^{12} m^3		至 2040 年的资源探明率	
	地质	技术可采	地质	技术可采	地质	技术可采	地质	可采
常规气+致密气	146.96	83.46	10.0	4.2	26.9	13.6	18.3%	16.2%
页岩气	105.72	19.36	6.0	1.2	8.0	1.7	7.6%	8.6%
煤层气	28.08	8.70	0.5	0.3	1.2	0.7	4.4%	7.6%
总计或平均	280.76	111.52	16.5	5.7	36.1	16.0	12.9%	14.2%

3.2 开发前景

按照加快西部、发展海域、拓展东部的天然气发展战略，坚持常非并举、深浅并重，推进天然气产量持续较快增长，形成西气东输、海气登陆、东部就近消费的天然气开发格局。

根据资源基础和勘探前景，综合考虑可持续发展，预测全国天然气产量 2025 年将达到 $2\,300 \times 10^8 \sim$

$2\,520 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，其中常规气（含致密气） $1\,900 \times 10^8 \sim 2\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，页岩气 $300 \times 10^8 \sim 400 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，煤层气 $100 \times 10^8 \sim 120 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。2030 年前后天然气产量将达到峰值 $2\,900 \times 10^8 \sim 3\,300 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，并保持该规模到 2040 年以后，其中，常规气（含致密气） $2\,200 \times 10^8 \sim 2\,300 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，页岩气 $600 \times 10^8 \sim 800 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，煤层气 $100 \times 10^8 \sim 200 \times 10^8 \text{ m}^3$ (表6)。

表6 中国天然气产量发展展望表

单位: 10^8 m^3

类 型	2020 年	2025 年	2030 年	2040 年
常规气（含致密气、溶解气）	1 645	1 900 ~ 2 000	2 200 ~ 2 300	2 200 ~ 2 300
页岩气	201	300 ~ 400	600 ~ 800	600 ~ 800
煤层气	79	100 ~ 120	100 ~ 200	100 ~ 200
合计	1 925	2 300 ~ 2 520	2 900 ~ 3 300	2 900 ~ 3 300

3.3 发展建议

3.3.1 保持勘探持续稳定投入，确保勘探持续突破发现

储量是天然气业务发展的基石，实践证明勘探投入与储量增长有着良好的相关性，低油价背景下应坚定信心、保持勘探投入，寻找大突破大发现，为天然气稳产上产提供资源储备。同时，进一步加强风险勘探，主攻海相碳酸盐岩、前陆冲断带、岩性地层、页岩油气、新区、海域等六大方向，加强持续探索，

为天然气可持续发展提供资源良性接替。

3.3.2 强化科技攻关，依靠技术和管理创新突破勘探禁区，提高气田开发效益

要进一步加强复杂地表条件地震勘探技术攻关，加大低频可控震源的应用力度，加强高精度重磁电、微生物检测等技术在新区新领域勘探中的应用，强化地震资料的处理解释攻关，不断优化完善处理技术和方法，提高资料质量，精准落实勘探目标；加强对碳酸盐岩、火山岩、非常规油气储层等测井评价技

术攻关, 解决复杂储层评价和特殊油气层识别难题, 为压裂改造和精准测试提供可靠的依据。

持续强化钻完井技术攻关, 进一步缩短钻井周期、不断提升低成本开发效果; 持续攻关提高单井产量技术, 开展包括超深层压裂改造、长水平段密集高效压裂工艺、大平台多层系立体开发模式等技术; 持续完善大井组、平台化、工厂化集约式产能建设新模式, 降低开发成本; 持续攻关深海生产系统的自主化研发, 包括深水浮式平台系泊系统及 IMMS 监测系统、FLNG 装置和核心关键设备、深水半潜式平台动力定位系统关键设备等。

3.3.3 加强对已开发气田的综合治理, 提高气田最终采收率

切实抓好已开发气田稳产工作中的三大任务——“综合施策控制递减, 创新驱动提高采收率, 滚动挖潜夯实资源基础”。强化主力气田管理, 均衡调控、科学合理配产, 将单井治理与区块整体治水有机结合, 有效降低综合递减率。调整老气田开发规模, 对于龙王庙组、克拉 2、迪那 2 等大型整装优质气田, 参照国外类似气田合理采气速度 2% ~ 3%, 有效控制产量递减, 增强稳产能力; 主动防水控水, 延缓水侵速度, 开展排水采气和增压开采, 降低废弃压力, 增加经济可采储量, 提高气田采收率; 滚动挖潜, 在气田里面找气田, 气田上下找气田, 气田周边找气田, 增加储量动用, 实现接替稳产。

3.3.4 统筹优化国内外气源、常规与非常规供气构成, 提高应对供气风险的能力

随着天然气进口量持续攀升, 国产气保障供应安全的压力突增, 国内气田提产、压产操作越来越频繁, 影响气田开发效果。须加强应急对策研究, 统筹国内外气源、常规与非常规供气情景以及中下游输配系统调节能力研究, 提高供气方案的灵活性和可操作性, 保障供气安全。同时主力气田开发方案设计时应增加产气波动可行性研究, 并设计一定应急备用能力, 提前做好应急情景下气田产量应对预案。

3.3.5 对非常规天然气持续给予税收优惠、补贴政策支持, 加快非常规气规模效益上产

埋深 4 000 m 以深页岩气资源, 在目前的技术经济条件下, 基本无效益或效益很差, 若补贴 0.2 ~ 0.3 元 /m³, 可以盘活大部分埋深 4 000 m 以深无效益页岩气储量; 同时, 2018 年国家首次将致密气纳入补贴范围, 自 2019 年起非常规天然气不再按定额标准进行补贴, 实施多增多补政策, 由于致密气产量基

数较大, 补贴政策对新投产井补贴作用有限, 部分 II 类区和 III 类区依然无法动用, 若要实现致密气长期稳产上产, 必须要有可持续的补贴优惠政策支持。

参 考 文 献

- [1] 邹才能, 赵群, 陈建军, 等. 中国天然气发展态势及战略预判[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 1-11.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, CHEN Jianjun, et al. Natural gas in China: Development trend and strategic forecast[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 1-11.
- [2] 贾爱林, 何东博, 位云生, 等. 未来十五年中国天然气发展趋势预测[J]. 天然气地球科学, 2021, 31(1): 17-27.
JIA Ailin, HE Dongbo, WEI Yunsheng, et al. Predictions on natural gas development trend in China for the next fifteen years[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(1): 17-27.
- [3] 戴金星, 倪云燕, 董大忠, 等. “十四五”是中国天然气工业大发展期——对中国“十四五”天然气勘探开发的一些建议[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(1): 1-16.
DAI Jinxing, NI Yunyan, DONG Dazhong, et al. 2021-2025 is a period of great development of China's natural gas industry: Suggestions on the exploration and development of natural gas during the 14th Five-Year Plan in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(1): 1-16.
- [4] 戴金星, 秦胜飞, 胡国艺, 等. 新中国天然气勘探开发 70 年来的重大进展[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1037-1046.
DAI Jinxing, QIN Shengfei, HU Guoyi, et al. Major progress in the natural gas exploration and development in the past seven decades in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1037-1046.
- [5] 李建忠, 吴晓智, 郑民, 等. 常规与非常规油气资源评价的总体思路、方法体系与关键技术[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(9): 1557-1565.
LI Jianzhong, WU Xiaozhi, ZHENG Min, et al. General philosophy, method system and key technology of conventional and unconventional oil & gas resource assessment[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(9): 1557-1565.
- [6] 郑民, 李建忠, 吴晓智, 等. 我国常规与非常规天然气资源潜力、重点领域与勘探方向[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(10): 1383-1397.
ZHENG Min, LI Jianzhong, WU Xiaozhi, et al. China's conventional and unconventional natural gas resource potential, key exploration fields and direction[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(10): 1383-1397.
- [7] 戴金星. 中国陆上四大天然气产区[J]. 天然气与石油, 2019, 37(2): 1-6.
DAI Jinxing. The four major onshore gas provinces in China[J]. Natural Gas and Oil, 2019, 37(2): 1-6.
- [8] 门相勇, 王陆新, 王越, 等. 新时代我国油气勘探开发战略格

- 局与 2035 年展望 [J]. 中国石油勘探, 2021, 26(3): 1-8.
- MEN Xiangyong, WANG Luxin, WANG Yue, et al. Strategic pattern of China's oil and gas exploration and development in the new era and prospects for 2035[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(3): 1-8.
- [9] 吴国干, 董大忠, 曾少华, 等. 页岩气资源潜力及发展策略——世界油气工业发展正历经从常规油气向非常规油气转化的关键时期, 页岩油气、煤层气、致密岩性油气等非常规油气资源正成为油气勘探开发的新目标 [J]. 世界石油工业, 2010(6): 39-43.
- WU Guogan, DONG Dazhong, ZENG Shaohua, et al. Shale gas resource potential and development strategy—the development of world oil and gas industry is going through a critical period of transforming from conventional oil and gas to unconventional oil and gas, and unconventional oil and gas resources such as shale oil and gas, coal bed gas and tight lithology oil and gas are becoming new targets of oil and gas exploration and development[J]. World Petroleum Industry, 2010(6): 39-43.
- [10] 赵文智, 汪泽成, 姜华, 等. 从古老碳酸盐岩大油气田形成条件看四川盆地深层震旦系的勘探地位 [J]. 天然气工业, 2020, 40(2): 1-10.
- ZHAO Wenzhi, WANG Zecheng, JIANG Hua, et al. Exploration status of the deep Sinian strata in the Sichuan Basin: Formation conditions of old giant carbonate oil/gas fields[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(2): 1-10.
- [11] 王学军, 蔡加铭, 魏小东. 油气勘探领域地球物理技术现状及其发展趋势 [J]. 中国石油勘探, 2014, 19(4): 30-42.
- WANG Xuejun, CAI Jiaming, WEI Xiaodong. The current status and development trend of geophysical technology for oil and gas exploration[J]. China Petroleum Exploration, 2014, 19(4): 30-42.
- [12] MA Xinhua. A golden era for natural gas development in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry B, 2017, 4(3): 163-173.
- [13] DAI Jinxing, Zou Caineng, Dong Dazhong, et al. Geochemical characteristics of marine and terrestrial shale gas in China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 76: 444-463.
- [14] DAI Jinxing, Zou Caineng, Liao Shimeng, et al. Geochemistry of the extremely high thermal maturity Longmaxi shale gas, southern Sichuan Basin[J]. Organic Geochemistry, 2014, 74: 3-12.
- [15] 王继平, 张城玮, 李建阳, 等. 苏里格气田致密砂岩气藏开发认识与稳产建议 [J]. 天然气工业, 2021, 41(2): 100-110.
- WANG Jiping, ZHANG Chengwei, LI Jianyang, et al. Tight sandstone gas reservoirs in the Sulige Gas Field: Development understandings and stable-production proposals[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 100-110.
- [16] 杨跃明, 杨雨, 杨光, 等. 安岳气田震旦系、寒武系气藏成藏条件及勘探开发关键技术 [J]. 石油学报, 2019, 40(4): 493-508.
- YANG Yueming, YANG Yu, YANG Guang, et al. Gas accumulation conditions and key exploration & development technologies of Sinian and Cambrian gas reservoirs in Anyue gas field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(4): 493-508.
- [17] 李剑, 余源琦, 高阳, 等. 中国陆上深层—超深层天然气勘探领域及潜力 [J]. 中国石油勘探, 2019, 24(4): 403-417.
- LI Jian, SHE Yuanqi, GAO Yang, et al. Onshore deep and ultra-deep natural gas exploration fields and potentials in China[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(4): 403-417.
- [18] 赵文智, 贾爱林, 位云生, 等. 中国页岩气勘探开发进展及发展展望 [J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 31-44.
- ZHAO Wenzhi, JIA Ailin, WEI Yunsheng, et al. Progress in shale gas exploration in China and prospects for future development[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 31-44.
- [19] 王晓霞. 西气东输管道工程全线贯通 [J]. 天然气与石油, 2004(3): 35.
- WANG Xiaoxia. The completed west-east gas pipeline project[J]. Natural gas and oil, 2004(3): 35.
- [20] 高鹏, 高振宇, 赵赏鑫, 等. 2020 年中国油气管道建设新进展 [J]. 国际石油经济, 2021, 29(3): 53-60.
- GAO Peng, GAO Zhenyu, ZHAO Shangxin, et al. New progress in China's oil and gas pipeline construction in 2020[J]. International Petroleum Economics, 2021, 29(3): 53-60.
- [21] 李俊杰. 天然气产业改革综述及国家油气管网公司成立后的影响 [J]. 天然气技术与经济, 2020, 14(3): 1-6.
- LI Junjie. Natural gas industrial reform affected by established National Petroleum and Gas Pipeline Network Group[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2020, 14(3): 1-6.
- [22] 中国石油集团经济技术研究院. 2020 年国内外油气行业发展报告 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2021.
- CNPC Economics & Technology Research Institute. 2020 oil and gas industry development report at home and abroad[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2021.
- [23] 天工. 2030 年中国天然气需求量将达 6 000 亿立方米 [J]. 天然气工业, 2018, 38(9): 93.
- TIAN Gong. China's natural gas demand will reach 600 billion cubic meters by 2030[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(9): 93.
- [24] 习近平. 共抗疫情, 共促复苏, 共谋和平——在第三届巴黎和平论坛的致辞 [EB/OL]. (2020-11-12)[2021-06-01]. http://www.gov.cn/gongbao/content/2020/content_5565807.htm.
- XI Jinping. Joint efforts to fight COVID-19, promote recovery and safeguard peace: Xi's Speech at the third Paris Peace Forum[EB/OL]. (2020-11-12)[2021-06-01]. http://www.gov.cn/gongbao/content/2020/content_5565807.htm.
- [25] 习近平. 继往开来, 开启全球应对气候变化新征程——在气候雄心峰会上的重要讲话 [EB/OL]. (2020-12-13)[2021-06-01]. http://paper.people.com.cn/rmrb/html/2020-12/13/nbs.D110000renmrb_01.htm.
- XI Jinping. China's further commitments inject impetus for global climate actions: Xi's speech at Climate Ambition Summit[EB/OL]. (2020-12-13)[2021-06-01]. http://paper.people.com.cn/rmrb/html/2020-12/13/nbs.D110000renmrb_01.htm.
- [26] 邹才能, 赵群, 张国生, 等. 能源革命: 从化石能源到新能源

- [J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 1-10.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, ZHANG Guosheng, et al. Energy revolution: From a fossil energy era to a new energy era[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 1-10.
- [27] 贾承造, 张永峰, 赵霞. 中国天然气工业发展前景与挑战 [J]. 天然气工业, 2014, 34(2): 8-18.
JIA Chengzao, ZHANG Yongfeng, ZHAO Xia. Prospects of and challenges to natural gas industry development in China[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(2): 8-18.
- [28] 于京都, 郑民, 李建忠, 等. 我国深层天然气资源潜力、勘探前景与有利方向 [J]. 天然气地球科学, 2018, 29(10): 20-30.
YU Jingdu, ZHENG Min, LI Jianzhong, et al. Resource potential, explorative prospect and favorable direction for natural gas in deep formation of China[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(10): 20-30.
- [29] 周淑慧, 王军, 梁严. 碳中和背景下中国“十四五”天然气行业发展 [J]. 天然气工业, 2021, 41(2): 171-182.
ZHOU Shuhui, WANG Jun, LIANG Yan. Development of China's natural gas industry during the 14th Five-Year Plan in the background of carbon neutrality[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 171-182.
- [30] 李孛, 王建良, 刘睿, 等. 碳中和目标下天然气产业发展的多情景构想 [J]. 天然气工业, 2021, 41(2): 183-192.
LI Nu, WANG Jianliang, LIU Rui, et al. Multi-scenario conception on the development of natural gas industry under the goal of carbon neutrality[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 183-192.
- [31] 段宏波, 唐旭, 任凯鹏, 等. 多模型比较框架下中国天然气消费的中长期发展路径 [J]. 天然气工业, 2021, 41(2): 193-201.
DUAN Hongbo, TANG Xu, REN Kaipeng, et al. China's middle- and long-term pathways of natural gas consumption: Based on a multi-model comparison framework[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2): 193-201.

(收稿日期 2021-06-15 编辑 居维清)



本文互动

“西气西用”：新疆最大的天然气深加工基地投产

2021年8月16日, 中国石油天然气集团有限公司(以下简称中国石油)重点工程——中国石油塔里木油田公司(以下简称塔里木油田)天然气乙烷回收工程顺利建成投产, 并生产出合格乙烷产品。

天然气乙烷回收工程是塔里木油田贯彻落实新疆优势资源转化战略、增加石油液体产量、实现提质增效的一项重点工程, 对于丰富中国石油能源工业的产品结构链、带动下游相关产业建设、促进南疆经济社会发展具有重大的现实意义。该工程是在塔里木油田凝析气轻烃深度回收工程基础上扩建乙烷回收装置, 为下游中国石油独山子石化公司塔里木石化分公司乙烯项目提供优质的乙烷原料, 实现天然气资源的深度利用。

塔里木油田天然气乙烷回收工程设计处理规模为每年 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 天然气, 单列装置规模为每年 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 天然气, 是国内单列规模最大的乙烷回收装置之一, 年产乙烷 $76.2 \times 10^4 \text{ t}$ 、液化气 $36.6 \times 10^4 \text{ t}$ 、稳定轻烃 $7.5 \times 10^4 \text{ t}$ 。

该工程具有处理规模大、工艺技术复杂的特点, 采用“丙烷预冷+膨胀机制冷+双回流”工艺, 达到国际先进、国内领先水平。该工程自2020年3月14日现场开工建设以来, 面临着工艺流程复杂、建设工期紧、施工难度大、安全风险高和新冠肺炎疫情防控等一系列挑战。塔里木油田全面加强项目建设组织领导, 推行工程师负责制、设计引领“五化”、党建施工融合工作法, 科学统筹、有效协调、从严监管, 千方百计抓质量、保安全、提进度, 实现了按期生产出合格产品和零事故、零伤害、零污染、零缺陷的“四零”目标。

随着该工程的成功投产, 轮南轻烃厂将塔里木油田生产的天然气中含有的乙烷组分进行回收, 成为塔里木油田未来发展的新引擎, 为塔里木油田建设世界一流现代化大油气田和促进地方经济发展奠定了坚实基础。

(天工 摘编自中国石油新闻中心)

下载网址: <http://news.cnpc.com.cn/system/2021/08/17/030041928.shtml>

下载日期: 2021-08-17