

文章编号: 0253-2697(2024)01-0001-14 DOI:10.7623/syxb202401001

中国石油工业上游前景与未来理论技术五大挑战

贾承造

(中国石油天然气集团有限公司 北京 100007)

摘要: 中国石油工业上游取得了举世瞩目的成就,在资源困难的条件下原油年产量保持在 2×10^8 t 水平,天然气产量实现了快速增长,2022 年的天然气产量达 2200×10^8 m³。中国已成为世界第四大产气国。通过探讨中国石油天然气的勘探开发形势,分析中国石油工业上游面临的理论技术挑战,展望了未来中国石油工业的发展前景。中国油气勘探开发已全面进入深层、深水、非常规领域。预测直到 2035 年中国的原油产量将在 2×10^8 t 稳产,天然气产量将在 3000×10^8 m³ 稳产。中国石油工业上游的发展面临着来自深层、深水、非常规、老油气田提高采收率以及碳捕集与封存(CCS)/碳捕集、利用与封存(CCUS)五大领域的理论与技术挑战。未来石油工业的发展将更多地依靠深层、深水、非常规领域的油气地质理论和技术创新。形成新一代适应深层、深水、非常规油气勘探开发的理论、技术、装备与高效施工作业队伍是目前实现油气高效益、低成本开发的关键。先进的适应深层、深水、非常规油气勘探开发,以及老油田提高采收率和 CCS/CCUS 业务的技术与装备是未来一段时期发展的关键。

关键词: 石油工业上游;油气勘探开发前景;理论技术挑战;深层;深水;非常规油气;提高采收率;碳中和

中图分类号: TE132.1

文献标识码: A

Prospects and five future theoretical and technical challenges of the upstream petroleum industry in China

Jia Chengzao

(China National Petroleum Corporation Limited, Beijing 100007, China)

Abstract: The upstream petroleum industry in China has achieved remarkable success. The annual crude oil production of 2×10^8 t is successively achieved under difficult resources conditions, and the natural gas production has achieved rapid growth, reaching 2200×10^8 m³ in 2022. China has become the fourth largest gas producer in the world. Through exploring the exploration and development situation of oil and gas in China, this paper analyzes the theoretical and technical challenges faced by the upstream petroleum industry, and looks forward to the development prospects of domestic petroleum industry. China has realized oil-gas exploration and development in deep strata, deep water, and unconventional fields. It is predicted that China's crude oil output will be stable at 2×10^8 t, and natural gas production will be stable at 3000×10^8 m³ in 2035. The development of the upstream petroleum industry in China faces theoretical and technical challenges from five major fields: deep strata, deep water, unconventional resources, enhanced oil recovery (EOR) of old oil-gas fields, and carbon capture and storage(CCS) or carbon capture, utilization and storage(CCUS) projects. The future development of petroleum industry will rely more on geological theories and technological innovations in exploration of deep strata, deep water, and unconventional fields. A new generation of theories, technologies, equipment, and efficient construction teams that are suitable for deep strata, deep water, and unconventional oil-gas exploration and development are the key to achieving the high-efficiency development with low cost. The advanced technology and equipment, which are applicable for deep layer, deep water, unconventional oil and gas exploration and development, as well as EOR of old oilfields and CCS/CCUS projects, will be essential to the development of petroleum industry in the future.

Key words: upstream petroleum industry; prospects for oil-gas exploration and development; theoretical and technical challenges; deep strata; deep water; unconventional oil-gas; enhanced oil recovery; carbon neutrality

引用:贾承造. 中国石油工业上游前景与未来理论技术五大挑战[J]. 石油学报, 2024, 45(1): 1-14.

Cite: JIA Chengzao. Prospects and five future theoretical and technical challenges of the upstream petroleum industry in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(1): 1-14.

中国油气工业战线为深入贯彻落实总书记关于油气勘探开发的重要指示批示精神,大力提升国内油气勘探开发力度,努力保障国家能源安全,在油气勘探开发方面付出了艰辛努力,并取得了优异的成绩。油公

基金项目: 中国石油科学研究与技术开发项目“油气地质基础新理论新技术研究”01 课题“全油气系统理论与非常规油气成藏机理”(2021DJ0101)资助。
第一作者及通信作者: 贾承造,男,1948 年 3 月生,1987 年获南京大学博士学位,现为中国科学院院士、中国石油学会会士、《石油学报》编委会主任、《Petroleum Research》主编,长期从事构造地质学、石油地质学研究和油气勘探工作。Email: jia cz@petrochina. com. cn

司坚定不移地推进了油气增储上产 2019—2025 年“七年行动计划”的顺利执行,常规与非常规油气开发并举,原油产量稳步回升,天然气产量快速增长,重点勘探开发项目工程相继获得突破^[1]。

中国作为世界上最大的能源消费国,石油和天然气的对外依存度分别超过 70% 和 40%^[2]。如何挖掘增产增供潜力,有效保障国家能源安全,始终是中国能源发展的首要任务。面对当前复杂的国际国内形势,油气工业战线必须以中国油气增产保供的确定性来应对外部环境的不确定性,大力推动油气相关规划落地实施,以更大力度增加上游投资,加快理论技术攻关,推动油气产业高质量发展再上新台阶。

1 中国石油天然气勘探开发形势

1.1 增储上产成效显著

自 2018 年起,在各有关部门及地方单位的共同努力下,全国能源系统及油气行业锚定“七年行动计划”任务目标,不断加强政策供给,加大油气勘探开发投资力度和工作量,深入推进科技创新战略,推动原油稳产增产、天然气快速上产。大力提升油气勘探开发力度

的工作取得显著成效,为中国油气供给安全做出了重大贡献。

近些年,中国顺利完成了油气探明储量年度计划目标。2018—2021 年,中国的石油平均探明地质储量为 $13.3 \times 10^8 \text{ t/a}$,累计新增储量为 $53.2 \times 10^8 \text{ t}$;天然气平均探明地质储量为 $1.36 \times 10^{12} \text{ m}^3/\text{a}$,累计新增储量为 $5.44 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。原油产量稳步回升:2018—2022 年,原油产量由 $1.89 \times 10^8 \text{ t}$ 增长至 $2.05 \times 10^8 \text{ t}$,时隔 6 年后重回 $2 \times 10^8 \text{ t}$ ^[3]。天然气产量快速增长:2018—2021 年,天然气产量由 $1558 \times 10^8 \text{ m}^3$ 增长至 $2076 \times 10^8 \text{ m}^3$,年均增速为 8.7%;2022 年,天然气产量达 $2200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

中国已成为天然气生产大国。四川盆地建成了千亿立方米大气区;塔里木盆地实现了 $400 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的大气区场面;“深海一号”超深水大气田成功建产;渤海湾盆地渤中凹陷潜山凝析气田成功开发。非常规天然气方面,四川盆地页岩气的快速发展和鄂尔多斯盆地致密气的成功开发促使中国天然气产量成功突破 $2000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 大关。2021 年,中国已成为全球第四大天然气生产国^[4],仅次于美国、俄罗斯和伊朗(图 1)。

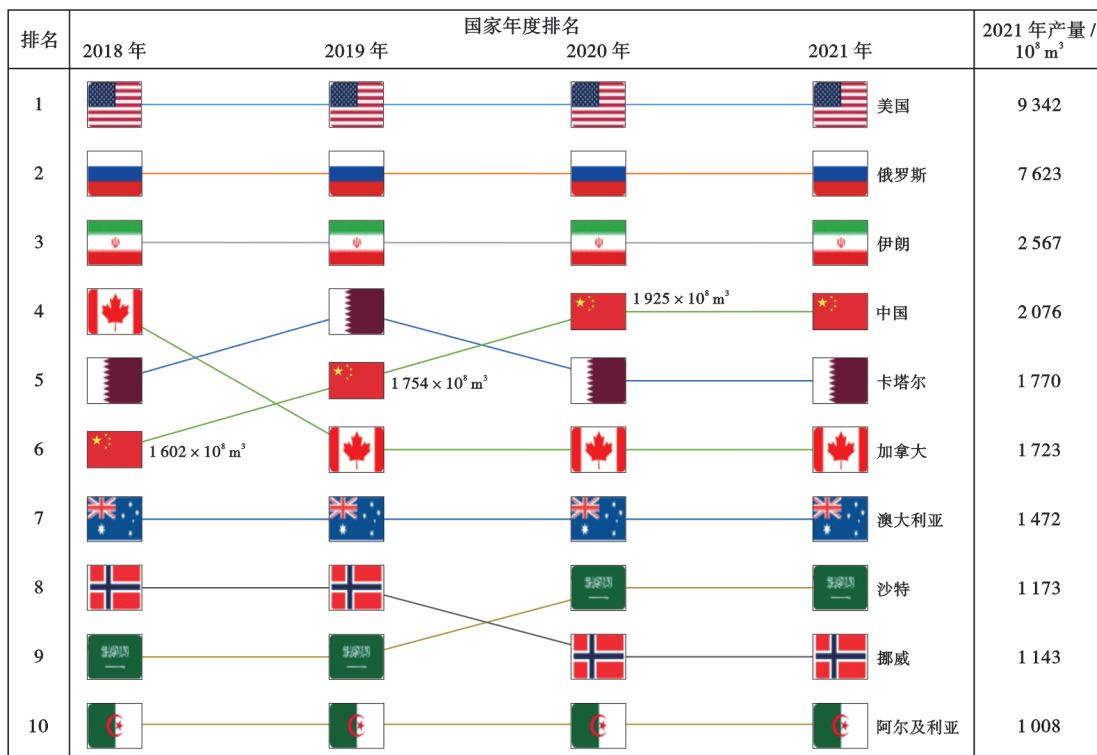


图 1 2018—2021 年全球十大天然气生产国的天然气产量

Fig. 1 Natural gas production of the world's top 10 natural gas producing countries from 2018 to 2021

当前,中国油气工业强调风险勘探与勘探开发一体化并重。重点勘探开发项目在常规油气、页岩油气及海域已取得重大突破 48 项、重要发现 52 项、规模增

储 6 个。发现储量规模 10 亿吨级的油区 10 个,包括塔里木盆地塔北富满地区、塔里木盆地顺北地区、准噶尔盆地玛南—沙湾地区、渤海湾盆地渤中地区、河套盆

地、准噶尔盆地东缘阜康地区 6 个常规油区,以及鄂尔多斯盆地庆城油田延长组 7 段(长 7 段)、陕北延安地区、松辽盆地古龙凹陷、渤海湾盆地济阳坳陷 4 个页岩油区。发现万亿立方米级气区 8 个,包括塔里木盆地博孜一大北地区、鄂尔多斯盆地上古界和奥陶系盐下、四川盆地高石梯—磨溪北斜坡太和地区、准噶尔盆地南缘 5 个常规气区,以及四川盆地长宁—威远、泸州深层、涪陵 3 个页岩气区。

2022 年,中国油气自给保障率同比提升约 2%,其中,原油自给保障率从 27.8% 提升至 28.8%,天然气自给保障率从 55.7% 提升至近 60.0%。中国石油天然气增储上产成效显著。

1.2 油气勘探聚焦深层、深水、非常规领域

当前,中国石油天然气勘探已进入深层、深水、非常规时代。

深层—超深层已成为油气增储的主体。近 20 年来,新发现的海相大油气田几乎全部位于盆地深层—超深层。根据 2015 年全国油气资源评价结果,中国深层—超深层油气资源达 763×10^8 t 油当量,占全国油气资源总量的 35%,但目前的探明程度不到

15%,依然存在巨大的勘探潜力。深层—超深层油气资源具有很大潜力,是中国石油工业今后发展的重要领域。

海洋油气勘探方兴未艾。中国海洋油气的矿权面积积达 134×10^4 km²,其中,近海面积积达 72×10^4 km²。近海的石油资源量为 245.12×10^8 t,天然气资源量 23.17×10^{12} m³;已探明原油储量为 57.65×10^8 t,天然气储量为 16288×10^8 m³。2020 年,中国海域的原油产量为 4542×10^4 t,天然气产量为 177×10^8 m³,海洋油气已成为中国油气增储上产的重要增长极。

非常规油气发展势头强劲,是中国未来油气增储上产的重要接替(图 2)。中国的页岩油资源量为 283×10^8 t,在鄂尔多斯、准噶尔、松辽等盆地皆获得了重大突破。近年来,中国新增页岩油探明储量 13.4×10^8 t,2021 年的页岩油产量为 240×10^4 t,剩余资源量为 270×10^8 t;页岩气资源量为 105.7×10^{12} m³。四川盆地获得页岩气重大突破,已建成长宁—威远、涪陵、昭通 3 个国家页岩气示范区,累计探明页岩气储量为 2.74×10^{12} m³,2021 年的页岩气产量为 230×10^8 m³,剩余资源量为 103×10^{12} m³。

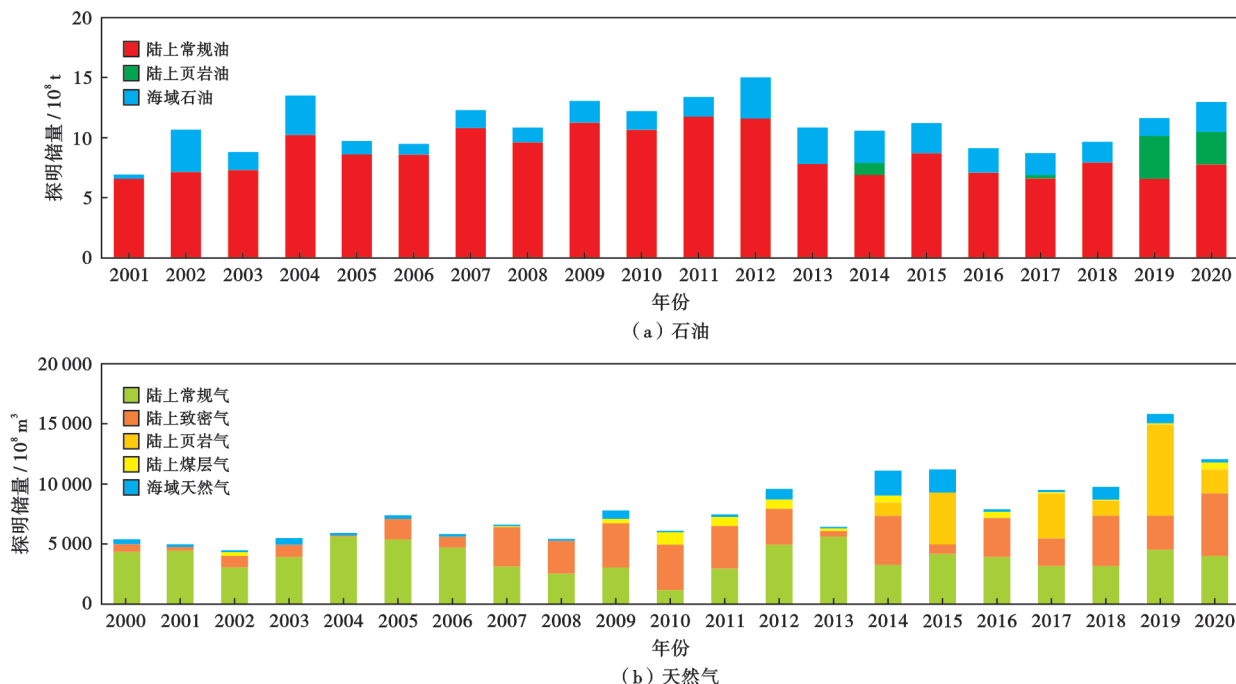


图 2 中国新增探明石油天然气地质储量构成

Fig. 2 Composition of newly proved oil-gas reserves in China

未来,中国油气勘探的主要领域为陆上深层、海上深水与非常规油气。石油勘探方面,陆上常规石油的探明率已接近 50%,进入了勘探中后期[图 3(a)];未来的石油勘探领域主要在陆上深层轻质油、凝析油、致密油、页岩油以及海洋石油。天然气勘探方面,陆上常

规天然气的探明率已达 15%[图 3(b)],深层海相碳酸盐岩是未来天然气勘探的重要领域。此外,中国南海具有发现大气田的资源潜力。中国致密气、页岩气、煤层气均处于勘探的早中期,是未来天然气增储上产的主力。

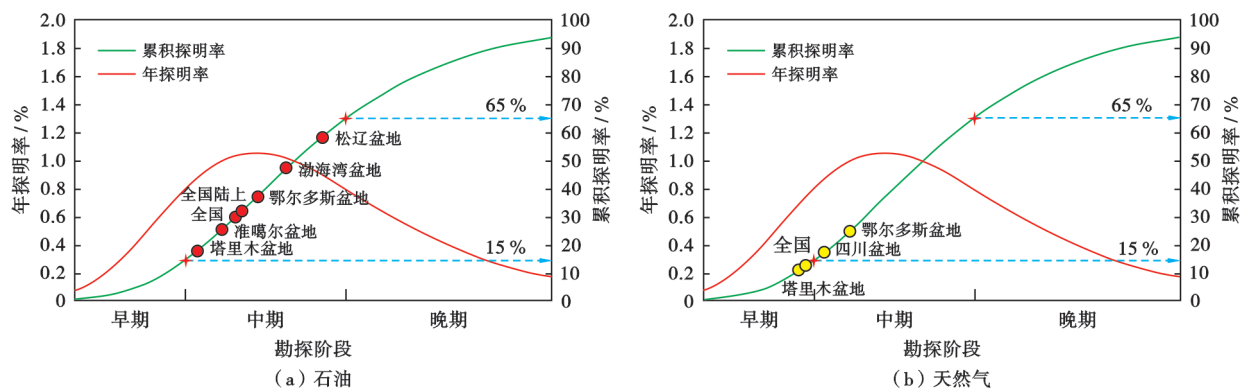


图3 中国不同盆地常规石油与天然气勘探的发展阶段

Fig. 3 Development stages of conventional oil-gas exploration in different basins of China

从地域上看,渤海湾盆地、鄂尔多斯盆地、松辽盆地、准噶尔盆地、塔里木盆地及海域的石油剩余资源量占中国石油总剩余资源量的73% [图4(a)]; 四川盆地、鄂尔多斯盆地、塔里木盆地及海域的天然气剩余资源量占中国天然气总剩余资源量的62% [图4(b)]。因此,陆上“五油三气”6大盆地及海域仍是未来规模增储的重点。

1.3 油气开发稳产上产形势严峻

中国2021年的原油产量为 1.99×10^8 t,其构成为:陆上低渗透砂岩油藏原油产量 5300×10^4 t,陆上高含水、中—高渗砂岩油藏原油产量 6500×10^4 t,海域原油产量 4900×10^4 t,陆上稠油产量 1650×10^4 t,陆上特殊岩性油藏的原油产量 1350×10^4 t,以及页岩油产量 290×10^4 t [图5(a)]。目前,陆上高含水油藏、低渗透(含致密油)油藏和海洋石油是中国原油产量的主体,页岩油和致密油产量迅速增长。

目前,尽管中国的高含水油田提高石油采收率(EOR)技术及开发水平已居国际领先水平,但从资源禀赋来看,中国石油开发的稳产上产十分困难。预计未来中国新投入开发的资源将以低渗透、低品位为主,这使得

中国在发展新的提高石油采收率技术和海洋石油开发技术装备方面面临着严峻挑战。未来,必须大幅提高低渗透油藏与致密油、页岩油的采收率,在非常规领域发现更多高气油比轻质油和凝析油资源,发展以气驱(CO_2 、天然气等)为主的致密储层提高采收率技术。

在中国天然气开发过程中,陆上常规气构成了天然气产量的主体,产量占比近60% [图5(b)],与此同时,页岩气、致密气及煤层气产量在近些年来也增长迅速。中国的天然气开发正处于快速上产期,非常规天然气资源丰富,预计未来非常规天然气产量的占比将超过50%;但致密气、页岩气由于受自封闭成藏作用机理制约,其开发面临着储量有效动用率低的矛盾。中国未来的天然气开发必然面临着长期稳产的压力,必须提高气田开发水平,提高复杂气藏特别是致密气、页岩气的采收率,发展新的提高致密储层气藏采收率配套技术。

总的来说,中国石油天然气开发的稳产上产形势面临着严峻的挑战。未来石油的稳产上产要依靠提高采收率技术的进步与中国“页岩革命”的成功,天然气产量的大幅提升则有赖于新的大气田的勘探发现。

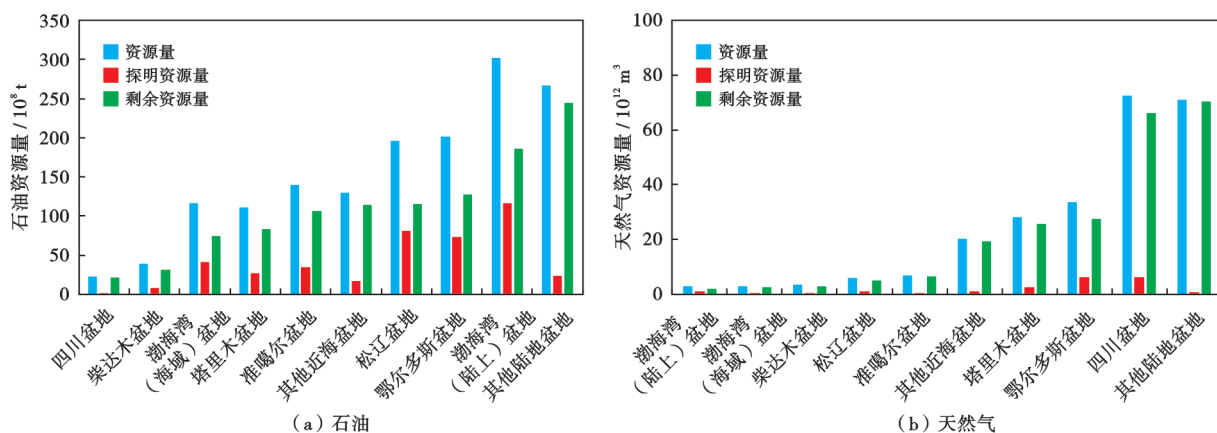


图4 中国不同盆地和地区石油与天然气资源状况

Fig. 4 Oil-gas resources in different basins and regions of China

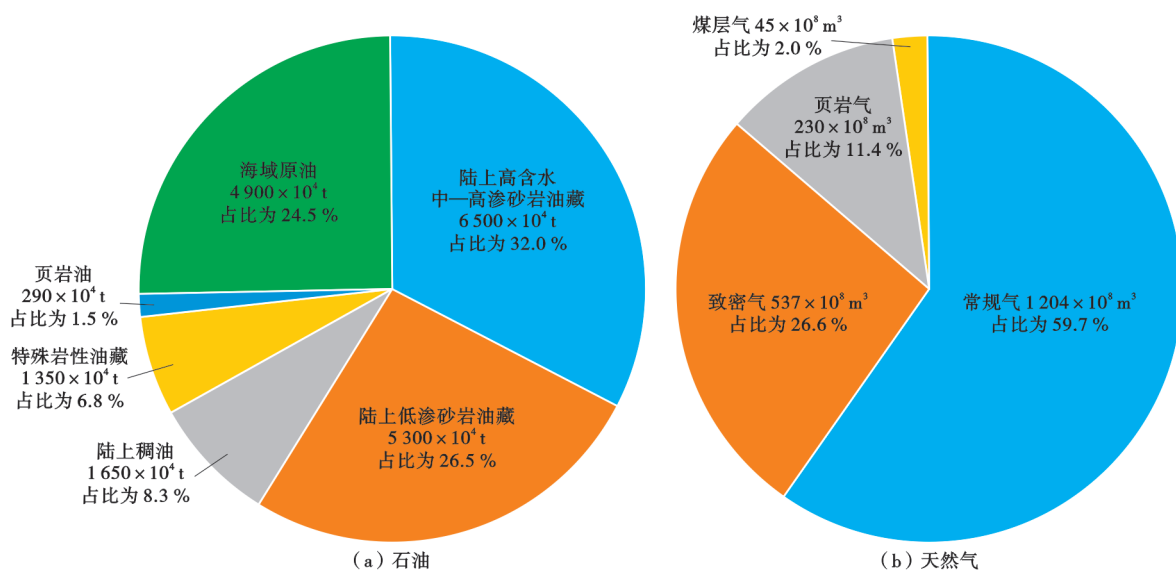


图 5 2021 年石油与天然气产量构成

Fig. 5 Composition of oil-gas production in 2021

1.4 进一步加强科技创新

中国油气的勘探开发已全面进入深层、深水、非常规领域。这些领域的油气资源潜力巨大,但勘探开发的工程技术难度也大,加之对油气地质赋存规律与开发生产规律的科学认知程度低,所需技术装备尚在学习中,使得这些领域成为成本高企、投资巨大的领域。

当前,油气的勘探开发亟需进一步加强科技创新。要高度重视发展新理论、新技术,形成新一代适应深层、深水、非常规油气勘探开发的理论、技术、装备与施工作业队伍,这是实现高效低成本开发的关键。

近年来,中国石油工业上游领域在国家支持下,以国家油气重大专项的实施为代表,已在理论技术、装备研发和科技自主创新能力建设中取得了重大成果。油气勘探开发中的众多重大进展正是这些科技攻关项目丰硕成果的体现。例如:通过创新理论、技术、设备,中国石油塔里木油田公司已成功钻探 41 口垂深超过 8000 m 的超深井,发现了全球陆上最深的海相碳酸盐岩油田——富满油田,其油气埋深超过 7500 m,面积超过 10^4 km^2 ,油气资源量超过 $10 \times 10^8 \text{ t}$,是塔里木盆地近 10 年来最大的石油勘探发现;中国石油化工集团有限公司(中国石化)顺北油气田的储层平均埋深超过 7300 m,定向井的井深最深处达到 9300 m,刷新了亚洲最深油气井纪录,已拥有 15 口超深层“千吨井”。

今后,应进一步加强科技研发工作,高度重视理论创新与新技术、新装备的持续研发,包括:①发展石油天然气地质学理论,包括深层—超深层、海洋和非常规油气地质理论;②发展油气开发理论,研发大幅度提高深层—超深层及非常规油气采收率的新技术;③发展

新一代石油工程服务技术与装备,包括先进的物探、测井、钻井与压裂技术装备等;④发展先进的海洋与深水油气勘探开发技术装备。以科技创新与工程技术装备的发展,支撑中国油气勘探开发的长期发展。

1.5 油气发展前景展望

从中长期来看,综合考虑国际形势变化的长期趋势与国家油气能源长期安全供应、中国油气资源禀赋与油气生产现状、“碳中和”长期目标、国际油价及油气供应的波动,为保障中国油气能源长期安全,石油产量需要实现 $2 \times 10^8 \text{ t}$ 的长期稳产,天然气产量需要提升至 $(2600 \sim 3000) \times 10^8 \text{ m}^3$ 并长期稳产。

国家发展改革委、国家能源局在印发的《“十四五”现代能源体系规划》^[5]中制定了“十四五”(2021—2025年)规划油气发展目标:石油产量稳中有升,力争到 2022 年回升到 $2 \times 10^8 \text{ t}$ 水平并较长时期稳产;天然气产量快速增长,力争到 2025 年达到 $2300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上。

预测到 2035 年中国的原油产量在 $2 \times 10^8 \text{ t}$ 水平稳产[图 6(a)]。其构成为:陆上低渗透油藏、致密油和页岩油产量达 $7500 \times 10^4 \text{ t}$,陆上高含水、中—高渗砂岩油藏的原油产量达 $5000 \times 10^4 \text{ t}$,海域原油产量达 $5000 \times 10^4 \text{ t}$,陆上稠油产量达 $1500 \times 10^4 \text{ t}$,陆上特殊岩性油藏的原油产量达 $1000 \times 10^4 \text{ t}$ 。值得注意的是,对比 2021 年中国原油产量的构成[图 5(a)],2035 年陆上低渗透油藏、致密油和页岩油的产量较 2021 年将增长 $2000 \times 10^4 \text{ t}$,其中,低渗透油藏的原油产量将增长 $500 \times 10^4 \text{ t}$,致密油的产量将增长 $500 \times 10^4 \text{ t}$,页岩油的产量将增长 $1000 \times 10^4 \text{ t}$ 。这需要通过勘探开发理论技术的进步来实现。

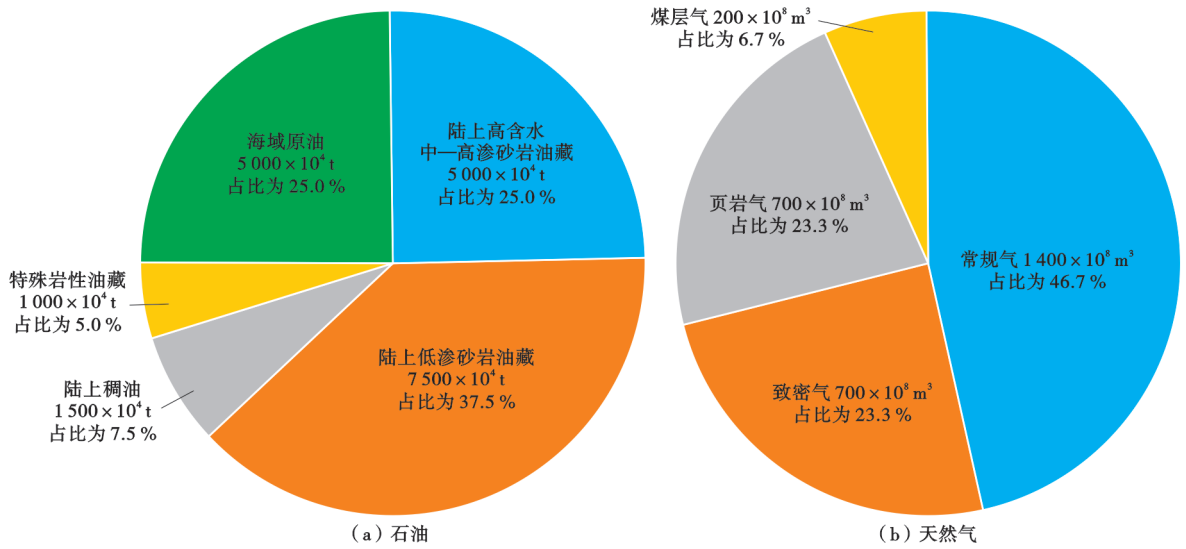


图 6 预测 2035 年石油与天然气产量构成
 Fig. 6 Forecast composition of oil-gas production in 2035



注：“五上”—五个上产工程，即塔里木盆地油气上产工程、准噶尔盆地原油上产工程、鄂尔多斯盆地油气上产工程、四川盆地天然气上产工程、海域油气上产工程；“两稳”—两个稳产工程，即松辽盆地原油稳产工程、渤海湾盆地陆上原油稳产工程；“两接替(预备)”—两个接替或预备(准备)工程，即页岩油战略接替工程、羌塘盆地战略准备工程。底图据自然资源部标准地图基准绘制。

图 7 “十四五”规划油气勘探开发重大工程
 Fig. 7 Major oil-gas exploration and development projects in the 14th Five-Year Plan

预测到 2035 年中国的天然气产量将在 $3\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 水平稳产[图 6(b)],其中,常规气产量为 $1\,500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、致密气产量为 $700 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、页岩气产量为 $600 \times$

10^8 m^3 、煤层气产量为 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。这依赖于新的大气田的勘探发现、天然气采收率的提高以及两个 $1\,000 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 天然气生产基地(四川盆地、鄂尔多斯盆地)

的建设。预计未来常规天然气的勘探发现将以深层、超深层碳酸盐岩为主,常规天然气仍有较大潜力。同时,中国非常规天然气资源十分丰富,未来产量的占比将有望超过 50%。

按照“深化东部、加快西部、拓展海域,稳油增气、常非并举”战略布局,立足“五油三气两海”重点盆地,实施“五上两稳两接替(预备)”9项油气勘探开发重大工程(图 7);加大中国油气勘探开发,坚持常非并举、海陆并重,强化重点盆地和海域的油气基础地质调查与勘探,夯实资源接续基础;加快推进储量动用,抓好已开发油田的控递减并提高采收率,推动老油气田稳产,加大新区产能建设的力度,保障持续稳产增产;积极扩大非常规资源勘探开发,加快页岩油、页岩气、煤层气的开发力度。根据以上措施,中国“十四五”规划油气发展的稳油增气目标有望实现。

2 中国石油工业上游面临的理论技术挑战

尽管中国石油天然气工业近些年来增储上产成效显著,但油气稳产上产形势十分严峻。中国石油工业

上游领域面临着来自非常规、深层、深水领域油气勘探、老油气田提高采收率以及碳捕集与封存(CCS)/碳捕集、利用与封存(CCUS)五大领域的理论技术挑战。

2.1 “页岩革命”正在进行中,非常规油气发展势头强劲

广义的“页岩革命”包括了页岩油气、致密油气和煤层气等非常规油气的概念。中国的“页岩革命”在非常规油气地质理论、开发理论和水平井体积压裂等工程技术方面已取得重大进展,在海相页岩气和陆相页岩油开发中尤为突出,展示出中国“页岩革命”前景光明。

非常规油气在流动方式上与常规油气十分不同^[6]。总的来说,开发过程中油气在储层中的流动可以分为达西流动、局限达西流动、滑脱流动、扩散 4 种流动模式^[7](图 8)。对于致密油气与页岩油气来说,其在开发过程中主要体现为局限达西流动;油气在非均质缝网的控制下,表现出不稳定驱替压差与相态变化的特点,体现出多种流动方式、多相态混合的非典型渗流的特征。渗流机理上的差异直接导致了常规油气与非常规油气开发思路的不同。

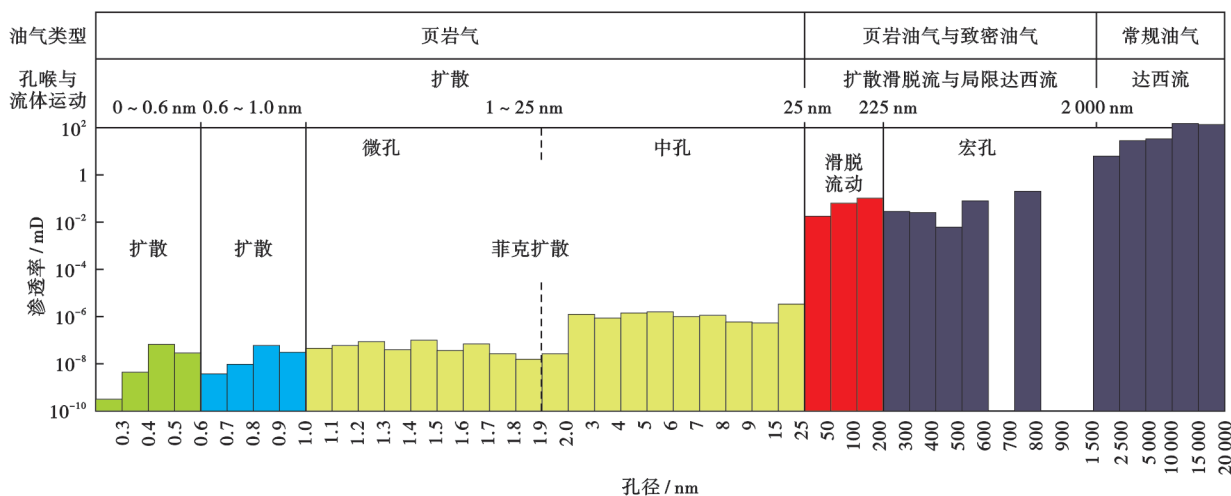


图 8 油气流动特征(焦石坝地区龙马溪组 1 段储层资料,据文献[7]修改)

Fig. 8 Oil-gas flow characteristics

中国页岩气勘探开发技术基本成熟,已在四川盆地获得重大突破,建成长宁—威远、涪陵、昭通 3 个国家页岩气示范区,累计探明页岩气储量 $2.74 \times 10^{12} \text{ m}^3$,其中,2021 年的产量达 $230 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。中国页岩气的勘探开发未来主要面临着来自深层、新层系、新地区,以及陆相/海陆过渡相等新领域的勘探开发技术的挑战。

中国页岩油的大幅上产任重道远。与北美海相页岩油储层不同,中国陆相页岩油储层具有明显差异:①中国陆相页岩沉积体系多样,储层非均质性强,“甜

点”小而多。北美页岩为海相沉积体系,储层连续性好,油层厚度大;而中国页岩则普遍呈现为陆相沉积体系,表现出横向变化大、非均质性强的特征。②中国已开发页岩油区的气油比低、部分原油流动性差、高蜡、单井产量低、单井评估的最终可采储量(EUR)偏低;而北美目前已开发页岩层系的热成熟度较高,油品较好。美国页岩油资源非常丰富,存在黑油、轻质油、凝析油等多种石油资源,因此在开发过程中可以有选择性地开采轻质油、凝析油等易于流动的资源;而中国页岩油资源自身条件差,油气比低,原油成熟度低,大多

为密度在 0.8 g/cm^3 以上的原油,其沥青质和胶质高,流动性较差,难以开采。③中国页岩油的生产成本高、投资收益率低。美国 2012 年页岩油的桶油成本平均约为 128 美金,经历“页岩革命”后,2017 年页岩油的桶油成本平均仅为 46 美金^[8],生产成本大幅下降;中国页岩油仍处于初步开发阶段,直至 2020 年,鄂尔多斯盆地庆城油田长 7 段页岩油的生产成本为 52 美元/桶、准噶尔盆地吉木萨尔芦草沟组页岩油的生产成本为 72 美元/桶,部分地区因处于开发试验初期,价格更高达 90 美元/桶以上。中国页岩油开发成本的控制面临着很大的困难。

中国页岩油的勘探开发面临以下理论技术挑战:

(1) 陆相页岩油地质理论与开发理论

中国陆相页岩油成藏地质条件复杂多样,需要进一步开展陆相页岩油地质理论与开发理论研究,深入开展陆相页岩油成藏机理和资源评价方法等方面的研究,建立具有中国地质特色的陆相页岩油地质开发理论体系。

(2) 提高采收率技术

中国陆相页岩油普遍面临着流动性差、递减快、一次采收率低的问题。亟需攻关陆相页岩油提高采收率技术,提高页岩油开发效益,如立体井网开发技术^[9]、重复压裂技术、 CO_2 压裂技术^[10]、 CO_2 驱替技术^[11]等。

(3) 优快水平井“一趟钻”钻井工程技术

水平井“一趟钻”钻井技术是一项系统工程,也是页岩油气水平井钻井提速降本的“牛鼻子”工程。“一趟钻”技术可以显著减少起下钻次数,大大节约钻井时间,简化井身结构及相应的固井工作量,大幅缩短钻井周期,从而达到控制钻井成本的目的^[12]。在美国页岩油气水平井钻井中,单井段“一趟钻”已成常态,两井段“一趟钻”正在推广应用,多井段“一趟钻”持续增加。中国的“一趟钻”技术也不断突破,奋力追赶北美水平。

(4) 体积压裂工程技术

水平井体积压裂技术是实现页岩油气高效开发的关键。北美在不断探索与实践逐渐形成了“长水平段多段多簇密切割+大液量+高砂量”的体积压裂技术^[13]。2019 年,鄂尔多斯盆地发现了 10 亿吨级页岩油大油田——庆城油田,并进行了规模水平井体积压裂开发试验,单井产量实现历史性突破^[14]。但随着页岩油勘探开发持续进行,地质特征认识不断深化,不同区域的页岩油差异明显,体积压裂技术与储层的匹配性亟需优化与提升。

(5) 地质工程一体化技术

中国陆相页岩油类型多,地质特征及开发规律复杂,对页岩油的开发评价难以通过单一方法实现,需要针对不同类型油藏,开展地质工程一体化技术综合研

究,加强地质工程一体化智能平台建设。

中国陆相页岩油资源丰富,是中国未来石油稳产增产的主要资源,但目前尚未达到大幅上产条件。笔者认为,中国页岩油下一步大幅上产需要满足 7 个条件:①资源清楚,有充足的优质页岩油资源;②技术成熟,包括水平井、压裂技术成熟;③成本可控,可达到预期资本回报率;④工程空间大,为未来提高采收率留下空间;⑤符合环境要求,均衡占地成本和环境保护要求;⑥充分的资本投资;⑦强大的工程施工能力。

在中国的“页岩革命”中,页岩气的发展势头较好,基本可达到以上 7 个条件。页岩油是人们关注的重点。中国目前页岩油与致密油的产量在 $1700 \times 10^4\text{ t/a}$,不到全国原油产量的 10%,仍有较大发展空间。

初步预测,中国的石油产量至 2030 年将长期稳产在 $2.0 \times 10^8\text{ t/a}$,其中,常规油(含稠油)为 $1.7 \times 10^8\text{ t/a}$ 、致密油为 $1700 \times 10^4\text{ t/a}$ 、页岩油为 $1300 \times 10^4\text{ t/a}$,页岩油的增产潜力最大。如果石油产量达到 $2.2 \times 10^8\text{ t/a}$,预计页岩油产量将达到 $3000 \times 10^4\text{ t/a}$ 、致密油产量将达到 $2000 \times 10^4\text{ t/a}$,在石油产量中的占比达到 23%。

页岩油气是中国油气下一步稳产增产的主要发展点。需要加速进行、科学组织、统一评价规划陆相页岩油开发技术攻关,发展全油气系统理论,积极推进陆相页岩油规模开发建产。

2.2 深层—超深层油气已成为油气增储主体

近 20 年来,新发现的海相大油气田几乎全部位于盆地深层—超深层^[15-16],中深层、深层和超深层已成为石油和天然气探明储量的主体。伴随着中国塔里木盆地塔北—一顺北地区奥陶系两个 10 亿吨级储量规模原油场面的形成、库车地区在 8000 m 超深层的两个万亿立方米规模大气田的发现,以及四川盆地万亿立方米整装安岳大气田的发现等深层—超深层油气勘探开发突破,中国已成为全球陆上最大的深层—超深层油气勘探生产区。与此同时,中国深层—超深层油气勘探也面临着工程技术、地质科学上的难题与挑战。

2.2.1 深层—超深层油气勘探开发面临的工程技术问题

(1) 先进的万米钻井技术装备推广

尽管万米技术装备现已列入不同级别的国家科研计划中,但始终没有将其作为一个大规模工业化推广目标。为了满足深层—超深层油气勘探开发的需求,需要大规模工业化批量推广万米钻机。

(2) 6~12 km 深度提高信噪比与分辨率地震技术装备研发

目前的物探装备在深层—超深层油气勘探过程中面临着信噪比低、分辨率低等问题,无法满足目前深

层—超深层勘探开发的技术需求。

(3) 高温高压测井技术研发

深层—超深层面临着高温高压的问题。目前的测井温度大体上在 140~170 ℃, 压力环境在 100~160 MPa, 需要研制适应工作温度超过 200 ℃、工作压力超过 200 MPa 的包括芯片、陀螺仪在内等的全套测井仪器。

(4) 深层—超深层压裂技术装备研发

钻井数据显示, 深层—超深层油藏温度一般在 150~260 ℃, 俄罗斯滨里海盆地布拉海深层油藏的温度甚至高达 295 ℃^[17]。深层油气藏的最高压力可达 130 MPa, 极少数可超过 170 MPa^[18]。需要研发适应深层—超深层高温、高压、高地应力环境的压裂技术装备。

2.2.2 深层—超深层油气勘探开发面临的地质科学问题

(1) 深层—超深层勘探目标的地质类型划分

深层—超深层的勘探与地质研究首先要区分深层—超深层勘探目标的地质类型。目前, 中国的深层—超深层油气在地质类型上简单地按东部、中部、西部进行分类。从地质科学的角度来看, 应从岩石强度、成岩程度-储层物性、地温梯度几个方面出发对深层—超深层勘探目标进行地质类型区分。笔者认为应区分为两大类(表 1): 一类为古老克拉通; 一类为中生界—新生界凹陷。深层—超深层勘探目标的地质类型划分需要进一步研究以达成共识。

表 1 深层—超深层勘探目标的地质类型划分

Table 1 Geological classification of deep and ultra-deep exploration targets

| 地质类型划分 | | 地质类型特点 |
|-------------|-------|-----------------------------|
| 古老克拉通 | | 古老地层、碳酸盐岩层系、中—低地温梯度 |
| 中生界— 新生界 | 陆内深凹陷 | 陆相碎屑岩系、中—低地温梯度(库车凹陷, 柴达木盆地) |
| 凹陷 | 陆内裂谷 | 陆相碎屑岩系、高地温梯度(渤海凹陷、莺歌海盆地) |

(2) 深层—超深层的储层与油气藏类型划分

裂缝型储层是主要的优质储层。裂缝的存在可作为主要的油气储集空间, 如富满—顺北地区的深层—超深层储层; 同时也可以大幅改善渗透率, 如库车地区的深层储层。碳酸盐岩孔洞型储层也是主要的优质储层。深层—超深层碳酸盐岩油气藏是优质资源, 也是目前主要的勘探目标, 但碳酸盐储层在深层—超深层存在巨大变化, 如裂缝的改造和溶蚀作用可提高储层的孔隙度和渗透率, 而充填作用和压实作用则会降低储层品质, 其变化规律需要进一步深入研究。

目前已发现的深层—超深层油气藏可大体分为 3 类: ①裂缝性油气藏(包括基岩潜山型)、②裂缝改造型

致密/页岩油气藏、③缝洞型碳酸盐岩常规油气藏。深层—超深层油气藏的类型需要进一步精细、准确划分。

(3) 超深层油气资源的特点与评价方法

①轻质油与凝析油地质理论、勘探评价和开发生产技术

超深层石油资源主要为轻质油与凝析油。随着中国勘探开发转向深层—超深层, 未来轻质油和凝析油在原油产量中的占比将持续上升, 要加强轻质油、凝析油的地质理论研究、勘探评价和开发生产技术研发。

③加强深层—超深层油气资源评价工作

中国历次资源评价中均未对轻质油与凝析油的资源量进行评价, 轻质油与凝析油的资源评价是中国油气资源评价中的薄弱环节, 亟需加强湿气、凝析油气、轻质油资源评价。

④碳酸盐岩深层—超深层油气勘探

深层—超深层储层致密, 大量油气资源为非常规油气, 要加强天然裂缝区的预测与勘探, 研发深层—超深层致密储层人工压裂技术, 加强碳酸盐岩深层—超深层油气勘探。

⑤超深层油气勘探的深度下限

一些学者认为油气勘探没有深度下限, 但从目前的研究来看, 超深层油气勘探仍然存在深度下限: 其一, 在干酪根生烃理论框架下, 生烃灶向下存在供烃、排烃边界; 其二, 在少裂缝的情况下, 极致密储层处于束缚动力场, 缺少流动条件, 将会导致油气成藏的深度下限; 其三, 工程技术装备困难, 成本及经济性将会限制超深层油气勘探的深度下限。这些因素都将限制深层—超深层油气勘探下限, 其具体影响机理以及油气勘探深度下限值得进一步研究。

2023 年 5 月 30 日, 中国首个万米深地科探井——深地塔科 1 井在新疆塔里木盆地正式开钻, 预计钻探深度达 11 100 m; 2023 年 7 月 20 日, 深地川科 1 井开钻, 设计井深 10 520 m^[19]。这两口万米科探井的鸣笛开钻推动了中国油气勘探开发向深地推进。尽管中国深层—超深层油气勘探面临着种种地质科学问题与工程技术挑战, 但向地球深部进军, 将成为石油战线保障国家能源安全的必由之路。

2.3 深化渤海、发展南海, 建设海洋深水油气生产基地

中国海洋油气勘探开发不断向深水进军, 成为原油增产的主力军。中国海洋矿权面积为 134 × 10⁴ km² (其中, 近海的矿权面积为 72 × 10⁴ km²); 近海石油资源量为 245.12 × 10⁸ t、天然气资源量为 23.17 × 10¹² m³, 探明原油储量为 57.65 × 10⁸ t、天然气储量为 16 288 × 10⁸ m³。2020 年, 中国海洋的原油产量为 4 542 × 10⁴ t, 天然气产量为 177 × 10⁸ m³。

目前,世界油气勘探已由陆地向深水领域发展。南海平均水深达 1 212 m,超过 70% 的海域为深海区域^[20]。南海是中国唯一和现实的深水油气勘探领域。南海北部已发现 5 个千亿立方米级气田群,探明储量为 $7417 \times 10^8 \text{ m}^3$;陵水 17-2 气田的探明储量为 $1079 \times 10^8 \text{ m}^3$;崖城 13-1 气田的探明储量为 $803 \times 10^8 \text{ m}^3$;东方 13-2 气田的探明储量为 $713 \times 10^8 \text{ m}^3$;乐东 10-1 气田的探明储量为 $668 \times 10^8 \text{ m}^3$;陵水 25-1 气田的探明储量为 $506 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图 9)。

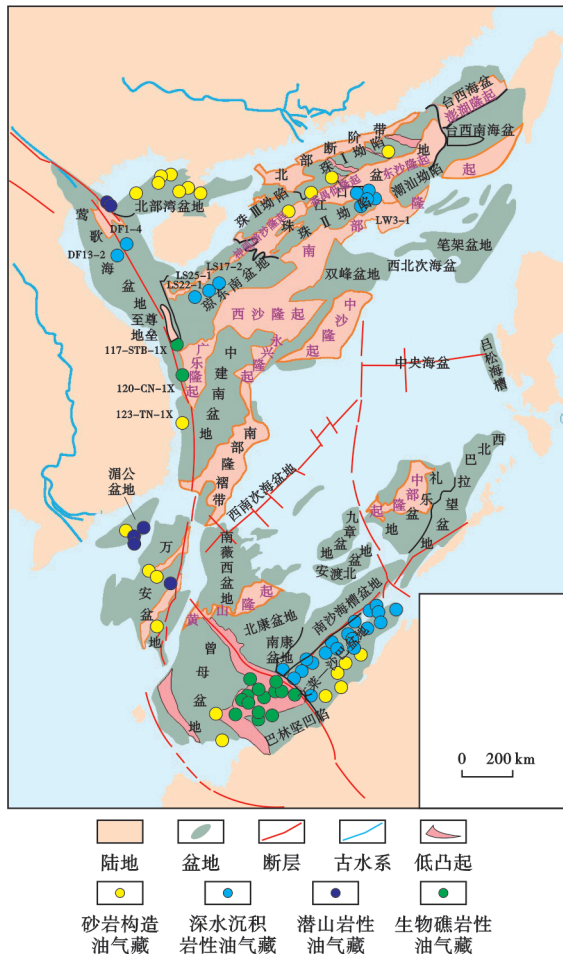


图 9 南海 2011—2015 年油气田发现的分布(据文献^[21]修改)

Fig. 9 Distribution of oil-gas fields discovered in the South China Sea in 2011-2015

2.3.1 南海深水是中国未来寻找大油气田的主要战略接替领域

南海的油气资源量约占中国总资源量的 1/3,70% 蕴藏在 300 m 水深以上的海域(面积约为 $153.7 \times 10^4 \text{ km}^2$),目前仅勘探了 $16 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。南海深水区是中国海域油气勘探重要战略接替区,进军深水区也是国家海洋权益的战略需求。

2.3.2 南海地缘政治环境将长期影响石油工业的发展

据国际能源机构和石油公司统计,越南、菲律宾、

马来西亚、印尼和文莱 5 国从 20 世纪 60 年代末期开始与西方 200 多家石油公司合作,在南海海域钻井 1 300 多口,产油量达 $5\,000 \times 10^4 \text{ t/a}$ 油当量。中国国家主权遭受严重挑战。中国目前在南沙争议海域的油气存在仍未取得实质性突破。

2.3.3 发展海洋深水工程技术和装备是中国石油工业的长期重点任务

海洋油气装备是开发海洋油气、建设海洋强国的国之重器。中国潜水油田钻采设备基本实现了自主化,但目前中国深水钻机、深水防喷器等部分关键核心装备仍需要依赖进口,自主化程度不高^[22]。缺乏自主知识产权的船型设计、船型相对单一、核心技术仍掌握在国外少数专业公司手中、中国企业处于产业链中低端,这些都是中国石油工业致力发展海洋深水工程技术装备面临的问题。

2.3.4 深化认识南海石油地质规律,创新南海石油天然气地质理论

目前,中国对南海大—中型油气田的油气地质条件认识程度低,对南海地区上、下 2 套成藏组合以及大—中型油气田形成的成藏模式还不清楚。需要开拓新领域新类型,争取南海油气勘探新突破。

2013 年至今,中国新增石油天然气产量的 72% 来自海洋^[23],海洋油气是中国油气产量的主要增长点。南海的石油天然气资源量约为 $350 \times 10^8 \text{ t}$ 油当量。当前,南海的油气资源开发以北部湾的石油资源开发为主,而中南部资源量为北部的 3~4 倍^[24]。南海油气资源开发潜力巨大,深海油气资源开发装备炙手可热,中国海洋石油的勘探开发亟需走向深海。

2.4 精耕老油气田,发展新一代油气提高采收率技术

中国的老油田历经几十年开采,面临着资源品位降低、储量接替矛盾突出、油井产量下降、综合含水率上升等一系列难题。与此同时,以大庆油田、胜利油田为代表的老油气田也在不断突破开发极限,保持产量硬稳定。

中国的油田主要采用注水开发方式,目前相当比例老油田的综合含水已超过 90%,可采储量的采出程度已超过 80%,开发效率和效益逐年降低。已开发油田的标定平均采收率仅约为 30%,约 2/3 的地下储量在现有水驱技术下难以采出^[25],迫切需要依靠和发展提高采收率技术,以保持中国原油产量的稳定和增长。

在国家油气重大专项的推动下,中国常规油气藏在提高采收率方面取得了重大进展(表 2)。2022 年,中国石油天然气集团有限公司(中国石油)启动“压舱石工程”,创建了老油田开发调整新模式,对老油田长

期效益开发起到了示范引领作用。油气行业在未来将进一步大幅提高采收率,达到国际领先水平。

表 2 国家科技重大专项在提高油气采收率方面的成果

Table 2 Achievements of major national science and technology projects in enhancing oil-gas recovery

| 油藏类型 | 国家重大专项提高采收率成果 |
|---------------|--|
| 中—高渗 高含水油藏 | 大庆油田、胜利油田等主力油田的采收率从早期水驱的 30% 提高到 40%~50% |
| 低渗透 油藏 | 以长庆油田为代表,低渗透油藏的采收率在天然能量和常规水驱开采的基础上提高了 8%~10% |
| 稠油油藏 | 以辽河油田、新疆油田为代表,稠油油藏的采收率在常规冷采、蒸汽吞吐的基础上提高了 10% |
| 缝洞型碳酸 盐岩油藏 | 以塔河油田为代表,缝洞型油藏的采收率从衰竭式开采的 15% 提高到 22% |

提高采收率工作贯穿油气田开发的始终,是油气田开发的永恒主题,更是油气田开发领域的战略性工程。必须大幅提高低渗透油藏与致密油、页岩油的采收率,只有在非常规领域发现更多高气油比的轻质油和凝析油资源,发展提高采收率技术,才有可能实现石油开发的稳产上产。

对于高含水油藏来说,未来有水驱、气驱与化学驱 3 个方向。低渗透/超低渗透油藏实现精细水驱、突破气驱及化学驱技术,将使得低渗透油藏的采收率从 20% 提高到 35%,超低渗透油藏的采收率从 15% 提高到 25%,以保障全国低渗透油藏 $6\,000 \times 10^4 \text{t}$ 的产量规模(表 3)。

表 3 未来提高采收率的技术增量与预期效果

Table 3 Future incremental technology and expected effects of enhanced oil recovery

| 方向 | | “十四五”(2021—2025 年) | “十五五”(2026—2030 年) | “十六五”(2031—2035 年) | 预计应用成效 |
|-----|------|---------------------------|--------------------------------|-----------------------------|------------------|
| 水驱 | 技术增量 | 离子匹配精细水驱 | 水气分散体系 | 自适应精细水驱 | 提高采收率 5%~8% |
| | 预期成果 | 降低原油在岩石表面吸附作用 | 控制流度比调整渗流阻力 | 利用裂缝,加快裂缝与基质交换 | |
| 气驱 | 技术增量 | 泡沫辅助空气驱 | 多介质气驱 | 化学辅助大注入量气驱 | 提高采收率 12%~15% |
| | 预期成果 | 实现对微小裂缝调控,并实现 1 mD 以上基质驱替 | 实现对压裂裂缝的调控,并实现 0.3~1.0 mD 基质驱替 | 实现对多尺度裂缝调控,并实现全油藏驱替 | |
| 化学驱 | 技术增量 | 低分子量聚表二元驱技术 | 黏弹性表面活性剂驱 | 自适应智能化学驱 | 提高采收率 10%~15% |
| | 预期成果 | 实现 10 mD 以上的有效注入和驱油 | 实现 1 mD 低渗油藏有效注入和有效驱替 | 实现 0.3~1.0 mD 低渗油藏有效注入和有效驱替 | |

中国的气藏在未来同样面临着提高采收率的难题。中国的主要气藏类型可分为常规水驱气藏、致密气藏、页岩气藏 3 类^[26](表 4)。①常规水驱气藏:该类气藏含有边水、底水,如何“控水”是其开发过程中的主要矛盾;可通过精细气藏描述,控水均衡开发,优化生产制度,提高废弃压力,提高压力衰竭效率等方法提高气藏采收率。②致

密气藏:该类气藏普遍具有“广泛分布、没有统一的气水边界”的特点;可通过加密井网提高储层动用程度、多级多段压裂和提高压降波及系数,或在生产后期增压开采的方法提高采收率。③页岩气藏:目前中国页岩气的采收率普遍偏低,未来可通过立体开发提高储量动用程度,或通过控压生产提高压降波及系数等方法提高采收率。

表 4 中国主要气藏类型提高采收率的潜力与技术方向(据文献^[26]修改)

Table 4 Potential and technical direction of enhanced recovery for major gas reservoirs in China

| 气藏类型 | 目前采收率 | 可提高采收率 | 技术方向 |
|------------|---------|--------------------------|--|
| 常规水驱 气藏 | 28%~70% | 6%~10% | 精细气藏描述 控水均衡开发 优化生产制度 提高废弃压力 提高压力衰竭效率 |
| 致密气 | 24.90% | 10%~15% 苏里格气田可望超过 50% | 加密井网提高储层动用程度 多级多段压裂,提高压降波及系数 增压开采 |
| 页岩气 | 14.90% | 8%~15% 川南页岩气可望超过 40% | 立体开发提高储量动用程度 极限动用 控压生产提高压降波及系数 |

2.5 CCS/CCUS 是能源转型的重要发展方向

总书记在第 75 届联合国大会上发表重要讲话,提出:“中国将提高国家自主贡献力度,采取更加有力的政策和措施,二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值,努力争取 2060 年前实现碳中和^[27]”。

在 2060 年“碳中和”愿景下,中国每年 CCS/CCUS 的碳封存量需要达到 $(5\sim 26) \times 10^8 \text{t}$,这成为石油工业未来的重要挑战。中国石油、中国石化、中国海洋石油集团有限公司(中国海油)相继启动了 $(500\sim 1000) \times 10^4 \text{t}$ 规模的 CCS/CCUS 计划。

2.5.1 中国 CCS/CCUS 项目规划

中国工程院在中国能源发展战略中提出形成年埋存 CO₂ 达 10 亿吨级的能力。中国 CO₂ 埋存项目已初具规模,并进一步快速规划推进。

2021 年,中国石油在 CCUS-EOR 项目中注入的 CO₂ 量达 56.7×10^4 t,产油量达 20×10^4 t,规模保持国内领先。目前中国石油已启动松辽盆地 300×10^4 t CCUS 重大示范工程,部署在大庆油田、吉林油田、长庆油田、新疆油田 4 个油田开展“四大工程示范”,在辽河油田、冀东油田、大港油田、华北油田、吐哈油田、南方勘探区开展“六个先导试验”^[28],预计 2025 年的注 CO₂ 量可达 500×10^4 t。2022 年,中国石化与壳牌石油公司(Shell)、中国宝武钢铁集团有限公司、巴斯夫(BASF)公司于上海协议在华东地区启动中国首个开放式千万吨级 CCUS 项目^[29],旨在为华东地区现有产业脱碳,打造低碳产品供应链。中国海油、壳牌石油公司、埃克森美孚公司(Exxon Mobil Corporation)与广东省成立合作项目,在广州惠州大亚湾石化工业区开展大规模 CCS 工程,四方拟共同建设中国首个海上规模化 CCS 集群;初步评估,大亚湾石化工业区具有每年 1000×10^4 t 的 CO₂ 捕集潜力。

2.5.2 大力发展 CCS/CCUS 技术

中国目前还没有全流程 CCS 科学研究设施,研究基本是在小规模的全流程 CCS 先导试验项目以及 CO₂-EOR 示范项目基础上开展的^[30]。中国的 CCS/CCUS 技术发展任重道远。

(1) 捕集运输技术装备

CO₂ 的捕集方式主要有 3 种:燃烧前捕集(Pre-combustion)、富氧燃烧(Oxy-fuel combustion)和燃烧后捕集(Post-combustion)。但目前大多面临着成本高、能源耗费量大以及可靠性需要进一步加强等问题。

捕集到的 CO₂ 可通过汽车、火车、轮船以及管道来运输。目前来说,管道仍是最经济的运输方式^[31]。中国的管道运输水平与处于商业应用阶段的国际水平相比差距显著。

(2) CCS 封存方案与选址技术

碳封存将 CO₂ 压缩成超临界流体,并在 800 m 以深的地层中封存,确保超长期安全。可通过油气田的碳封存来提高石油采收率,由此采收率可增加 10%~20%,并在循环利用下最终将 CO₂ 封存于废弃油气层中。此外,CO₂ 还可在咸水层中封存,其封存的机制有:水动力、溶解和矿化封存。咸水层具有较大的碳封存潜力,但与油气层相比,人们对这类地质结构的认识还较为有限。

(3) 超长期碳地下封存的科学基础与技术装备

国际能源署温室气体研究与开发计划机构(IEA GHG)在加拿大萨斯喀彻温省的 Weyburn-Midale CO₂ 封存和监测项目始于 2000 年。该项目每年的注入 CO₂ 量约为 150×10^4 t,且科学研究完成后成功转为商业化项目。中国的超长期碳地下封存项目总体上仍处于示范研究阶段,尤其需要科学基础与技术装备的支持。

(4) CCUS 驱油与封存技术装备

尽管咸水层封存技术是目前碳埋存发展的主要方向,但 CCUS 驱油与封存技术同样应当受到重视。需要进一步发展 CCUS 驱油与封存技术装备。

(5) 安全风险评价与监测技术

在 CO₂ 注入咸水层的过程中,盖层破裂与断层开启是 CO₂ 封存风险评价与监测面临的关键问题。中国目前开展了一些小规模 CO₂-EOR 项目,在鄂尔多斯盆地开展了 CO₂ 咸水层的封存示范,然而这些项目很少对现场规模化的盖层、断层进行风险监测与验证^[32]。安全风险评价与监测技术亟需进一步发展。

美国的 CCS 已开始进入规模工业化。正在建设的全球最大的 CCS 项目(休斯顿 CCS 创新区)计划从休斯顿的石化工业和天然气处理中捕获 CO₂,并将其埋存于密西西比河三角洲的咸水含水层中,深度为 1000~2500 m。据该项目规划,CO₂ 的捕集埋存量在 2030 年将达到 5000×10^4 t/a,在 2040 年将达到 1×10^8 t/a;项目总投资达 1000 亿美元。美国能源部评估墨西哥湾沿岸的 CO₂ 地下埋存潜力为 5000×10^8 t,相当于美国工业发电一个世纪的排碳量。

从“碳达峰”到实现“碳中和”,全球平均用时需 53 年,美国用时需 46 年,西方发达经济体平均用时超过 70 年,而中国只有 30 年时间。中国不但要完成全球最高碳排放强度降幅,还要用全球历史上最短的时间实现从“碳达峰”到“碳中和”,中国“碳中和”的窗口期偏短^[33]。“双碳”背景下 CCS/CCUS 技术正在被重新定位,已经成为中国“碳中和”技术体系的重要组成部分。与此同时,中国的 CO₂ 地质封存技术还处于示范阶段,亟待深入研究

3 结 论

(1) 中国石油工业上游取得了举世瞩目的成就。在资源困难的条件下,石油年产量保持在 2×10^8 t 水平;天然气产量实现快速增长,2022 年的天然气产量为 2200×10^8 m³,中国已成为世界第 4 大产气国。预测到 2035 年,中国的原油产量在 2×10^8 t 水平稳产,中国天然气产量在 3000×10^8 m³ 水平稳产。

(2) 中国油气勘探开发已全面进入深层、深水、非

常规领域。深层、深水、非常规领域拥有巨大的油气资源潜力,但工程技术难度大,对油气地质赋存规律与开发生产规律的科学认知程度低。形成新一代适应深层、深水、非常规油气勘探开发的理论、技术、装备与高效的施工作业队伍是目前实现油气高效益、低成本开发的关键。先进的深层、深水油气勘探开发技术与装备是未来一段时期发展的关键。

(3) 中国石油工业上游未来面临着来自深层、深水、非常规油气、老油气田提高采收率以及 CCS/CCUS 五大领域的理论与技术挑战。未来石油工业的发展将更多地依靠深层、深水、非常规油气地质理论和技术创新,依赖更先进的钻井压裂技术和海洋工程施工能力,以及更为高效的组织管理能力。老油气田的油气产量在中国占有重要地位,要持续发展大幅度提高油气采收率技术。同时,为顺利实现“碳中和”战略目标,必须大力发展 CCS/CCUS 技术。

参 考 文 献

- [1] 贾承造,王祖纲,姜林,等. 中国油气勘探开发成就与未来潜力: 深层、深水与非常规油气——专访中国科学院院士、石油地质与构造地质学家贾承造[J]. 世界石油工业, 2023, 30(3): 1-8.
JIA Chengzao, WANG Zugang, JIANG Lin, et al. Achievements and future potential for oil & gas exploration and development in China: deep-formation, deep-water and unconventional reservoirs——Interview with JIA Chengzao, Academician of the CAS, geologist in petroleum geology and structure[J]. World Petroleum Industry, 2023, 30(3): 1-8.
- [2] 余国,陆如泉. 2022 年国内外油气行业发展报告[M]. 北京:石油工业出版社, 2023: 25-26.
YU Guo, LU Ruquan. Domestic and foreign oil and gas industry development report 2022[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2023: 25-26.
- [3] 国家能源局. 2022 年全国油气勘探开发十大标志性成果[EB/OL]. (2023-01-20)[2023-10-20]. http://www.nea.gov.cn/2023-01/20/c_1310692197.htm.
National Energy Administration. 10 landmark achievements in national oil and gas exploration and development in 2022[EB/OL]. (2023-01-20)[2023-10-20]. http://www.nea.gov.cn/2023-01/20/c_1310692197.htm.
- [4] Energy Institute. Statistical review of world energy[R/OL]. London: Energy Institute, 2023. https://www.energyinst.org/_data/assets/pdf_file/0004/1055542/EI_Stat_Review_PDF_single_3.pdf.
- [5] 国家发展改革委,国家能源局.“十四五”现代能源体系规划[EB/OL]. (2022-01-29)[2023-10-20]. http://zfxxgk.nea.gov.cn/1310524241_16479412513081n.pdf.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. The 14th Five-Year Plan for modern energy system[EB/OL]. (2022-01-29)[2023-10-20]. http://zfxxgk.nea.gov.cn/1310524241_16479412513081n.pdf.
- [6] 姚军,黄朝琴,孙海,等. 油气渗流力学多尺度研究方法进展[J]. 石油科学通报, 2023, 8(1): 32-68.
YAO Jun, HUANG Zhaoqin, SUN Hai, et al. Research progress of multi-scale methods for oil and gas flow in porous media[J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(1): 32-68.
- [7] 王国臻,姜振学,唐相路,等. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩气不同传输类型的临界孔径与传输能力[J]. 地质学报, 2023, 97(1): 210-220.
WANG Guozhen, JIANG Zhenxue, TANG Xianglu, et al. Critical conditions and capabilities of shale gas diffusion and seepage types in the Longmaxi Formation in Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2023, 97(1): 210-220.
- [8] WEIJERS L, PEARSON M, WRIGHT C, et al. The American shale revolution in three stages[J]. Oil-Industry History, 2018, 19(1): 107-130.
- [9] 张涛,李相方,王香增,等. 低渗致密复杂叠置储层组合立体井网高效动用方法——以延安气田为例[J]. 石油学报, 2018, 39(11): 1279-1291.
ZHANG Tao, LI Xiangfang, WANG Xiangzeng, et al. Efficient mobilization method of stereoscopic well pattern in low-permeability complex superimposed tight reservoir: a case study of Yan'an gasfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(11): 1279-1291.
- [10] 雷群,胥云,才博,等. 页岩气水平井压裂技术进展与展望[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(1): 166-172.
LEI Qun, XU Yun, CAI Bo, et al. Progress and prospects of horizontal well fracturing technology for shale oil and gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(1): 166-172.
- [11] 赵玉龙,黄义书,张涛,等. 页岩气藏超临界 CO₂ 压裂—提采—封存研究进展[J]. 天然气工业, 2023, 43(11): 109-119.
ZHAO Yulong, HUANG Yishu, ZHANG Tao, et al. Research progress on supercritical CO₂ fracturing, enhanced gas recovery and storage in shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(11): 109-119.
- [12] 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.
- [13] 郭天魁,吕明锐,陈铭,等. 体积压裂多分支裂缝支撑剂运移规律[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 832-844.
GUO Tiankui, LYU Mingkun, CHEN Ming, et al. Proppant transport law in multi-branched fractures induced by volume fracturing[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 832-844.
- [14] 石道涵,张矿生,唐梅荣,等. 长庆油田页岩油水平井体积压裂技术发展与应用[J]. 石油科技论坛, 2022, 41(3): 10-17.
SHI Daohan, ZHANG Kuangsheng, TANG Meirong, et al. Development and application of shale oil horizontal well volume fracturing technology in Changqing oilfield[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2022, 41(3): 10-17.
- [15] LI Guoxin, XIAN Chenggang, LIU He. A “One Engine with Six Gears” system engineering methodology for the economic development of unconventional oil and gas in China[J]. Engineering, 2022, 18: 105-115.
- [16] 马永生,黎茂稳,蔡勋育,等. 中国海相深层油气富集机理与勘探

- 开发:研究现状、关键技术瓶颈与基础科学问题[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(4):655-672.
- MA Yongsheng, LI Maowen, CAI Xunyu, et al. Mechanisms and exploitation of deep marine petroleum accumulations in China: advances, technological bottlenecks and basic scientific problems [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(4):655-672.
- [17] 姚军, 黄朝琴, 刘文政, 等. 深层油气藏开发中的关键力学问题[J]. 中国科学:物理学 力学 天文学, 2018, 48(4):044701.
- YAO Jun, HUANG Zhaoqin, LIU Wenzheng, et al. Key mechanical problems in the development of deep oil and gas reservoirs [J]. *SCIENTIA SINICA Physica, Mechanica & Astronomica*, 2018, 48(4):044701, doi:10.1360/SSPMA2017-00286.
- [18] 张光亚, 马锋, 梁英波, 等. 全球深层油气勘探领域及理论技术进步[J]. 石油学报, 2015, 36(9):1156-1166.
- ZHANG Guangya, MA Feng, LIANG Yingbo, et al. Domain and theory-technology progress of global deep oil & gas exploration [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(9):1156-1166.
- [19] 新华社. 我国首次在四川盆地开钻万米深井[EB/OL]. (2023-07-20)[2023-10-20]. https://www.gov.cn/yaowen/tupian/202307/content_6893249.htm#1.
- Xinhua News Agency. China has drilled a 10,000-meter deep well in the Sichuan Basin for the first time[EB/OL]. (2023-07-20)[2023-10-20]. https://www.gov.cn/yaowen/tupian/202307/content_6893249.htm#1.
- [20] 赵从举, 韩奇. 南海资源[M]. 桂林:广西师范大学出版社, 2011.
- ZHAO Congju, HAN Qi. Resources of the South China Sea[M]. Guilin:Guangxi Normal University Press, 2011.
- [21] 张强, 吕福亮, 贺晓苏, 等. 南海近5年油气勘探进展与启示[J]. 中国石油勘探, 2018, 23(1):54-61.
- ZHANG Qiang, LYU Fuliang, HE Xiaosu, et al. Progress and enlightenment of oil and gas exploration in the South China Sea in recent five years[J]. *China Petroleum Exploration*, 2018, 23(1):54-61.
- [22] 程兵, 付强, 李清平, 等. 我国海洋油气装备发展战略研究[J]. 中国工程科学, 2023, 25(3):13-21.
- CHENG Bing, FU Qiang, LI Qingping, et al. Development strategy of China's offshore oil and gas equipment[J]. *Strategic Study of CAE*, 2023, 25(3):13-21.
- [23] 周守为, 李清平, 朱海山, 等. 海洋能源勘探开发技术现状与展望[J]. 中国工程科学, 2016, 18(2):19-31.
- ZHOU Shouwei, LI Qingping, ZHU Haishan, et al. The current state and future of offshore energy exploration and development technology[J]. *Strategic Study of CAE*, 2016, 18(2):19-31.
- [24] 田辰玲, 杨建民, 林忠钦, 等. 我国南海资源开发装备发展研究[J]. 中国工程科学, 2023, 25(3):84-94.
- TIAN Chenling, YANG Jianmin, LIN Zhongqin, et al. Development of resource exploitation equipment for South China Sea[J]. *Strategic Study of CAE*, 2023, 25(3):84-94.
- [25] 袁士义, 王强, 李军诗, 等. 提高采收率技术创新支撑我国原油产量长期稳产[J]. 石油科技论坛, 2021, 40(3):24-32.
- YUAN Shiyi, WANG Qiang, LI Junshi, et al. EOR technological innovation keeps China's crude oil production stable on long-term basis[J]. *Petroleum Science and Technology Forum*, 2021, 40(3):24-32.
- [26] 马新华, 杨雨, 文龙, 等. 四川盆地海相碳酸盐岩大中型气田分布规律及勘探方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(1):1-13.
- MA Xinhua, YANG Yu, WEN Long, et al. Distribution and exploration direction of medium- and large-sized marine carbonate gas fields in Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(1):1-13.
- [27] 新华社. 习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表重要讲话[EB/OL]. (2020-09-22)[2023-10-20]. http://www.gov.cn/xinwen/2020-09/22/content_5546168.htm.
- Xinhua News Agency. Xi Jinping delivered an important speech at the General debate of the 75th session of the UN General Assembly[EB/OL]. (2020-09-22)[2023-10-20]. http://www.gov.cn/xinwen/2020-09/22/content_5546168.htm.
- [28] 中国石油新闻中心. 中国石油CCUS产业规模化发展驶入快车道[EB/OL]. (2022-03-17)[2023-10-20]. <http://news.cnpc.com.cn/system/2022/03/17/030062235.shtml>.
- China Petroleum News Center. The large-scale development of CNPC CCUS industry has entered a fast lane[EB/OL]. (2022-03-17)[2023-10-20]. <http://news.cnpc.com.cn/system/2022/03/17/030062235.shtml>.
- [29] 中国石油石化. 我国首个开放式千万吨级CCUS项目启动[EB/OL]. (2022-11-04)[2023-10-20]. http://www.chinacpc.com.cn/info/2022-11-04/news_6809.html#::~:;text.
- China Petrochem. China's first open 10-megaton CCUS project was launched[EB/OL]. (2022-11-04)[2023-10-20]. http://www.chinacpc.com.cn/info/2022-11-04/news_6809.html#::~:;text.
- [30] MA Jinfeng, LI Lin, WANG Haofan, et al. Carbon capture and storage: history and the road ahead[J]. *Engineering*, 2022, 14(7):33-43.
- [31] 张贤, 李阳, 马乔, 等. 我国碳捕集利用与封存技术发展研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(6):70-80.
- ZHANG Xian, LI Yang, MA Qiao, et al. Development of carbon capture, utilization and storage technology in China[J]. *Strategic Study of CAE*, 2021, 23(6):70-80.
- [32] 自然资源部中国地质调查局. 把二氧化碳“埋”在地下——我国二氧化碳地质封存研究及示范成果扫描[EB/OL]. (2021-05-08)[2023-10-20]. https://www.cgs.gov.cn/xwl/cgkx/202105/t20210508_669884.html.
- Ministry of Natural Resources, China Geological Survey. "Bury" carbon dioxide in the ground: China's carbon dioxide geological storage research and demonstration results[EB/OL]. (2021-05-08)[2023-10-20]. https://www.cgs.gov.cn/xwl/cgkx/202105/t20210508_669884.html.
- [33] 戴厚良, 苏义脑, 刘吉臻, 等. 碳中和目标下我国能源发展战略思考[J]. 石油科技论坛, 2022, 41(1):1-8.
- DAI Houliang, SU Yinao, LIU Jizhen, et al. Thinking of China's energy development strategy under carbon neutrality goal[J]. *Petroleum Science and Technology Forum*, 2022, 41(1):1-8.