

石油天然气发展“十五五”规划

石油天然气是重要的基础能源和工业原料，事关能源安全和国计民生。“十五五”时期是基本实现社会主义现代化夯实基础、全面发力的关键时期，是油气行业转型升级的重要阶段。为明确未来五年我国油气行业发展方向和重点工作，依据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》和《新型能源体系建设“十五五”规划》，制定本规划。

一、总体要求

坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的二十大和二十届历次全会精神，认真落实四中全会部署，完整准确全面贯彻新发展理念，深入践行“四个革命、一个合作”能源安全新战略，积极稳妥推进和实现碳达峰，推动石油消费达峰，为保障国家能源安全、建设能源强国和新型能源体系作出更大贡献。

锚定保障能源安全和绿色低碳发展两大任务，到 2030 年逐步建设形成“自主保障能力持续增强、管网输配高效衔接、储备调节充足灵活、生产方式绿色低碳、运行安全平稳高效、加工利用高端高质、科技水平自主突破、国际合作灵活多元”的现代油气产业体系。实现“五个持续提升”——**能源安全保障能力持续提升**，国内油气总产量持续增加，大国储备体系全面建成，“全国一张网”更加贯通高效；**国际合作水平持续提升**，灵活多元的进口体系更加完善，合作领域不断拓展，风险应对能力持续增强；**绿色低碳转型成效持**

续提升，行业碳排放强度大幅下降，油气与多能发展深度融合，清洁化水平明显提高；**科技创新实力持续提升**，关键核心技术不断突破，装备国产化率大幅提高，数字化智能化全面推进；**油气市场活力持续提升**，市场化改革深入推进，管理体系更加完善，民生用能得到更好保障。

2030 年，国内油气供应量 4.4 亿吨油当量^①，新增油气长输管道 2 万公里，全国油气长输管网规模达 22 万公里，天然气储备规模持续增长，占全国消费比重超过 13%，液化天然气接收站接卸能力 2 亿吨/年，陆上管道进口天然气能力 1140 亿立方米/年，二氧化碳捕集与封存/二氧化碳捕集利用与封存（CCS/CCUS）年注入二氧化碳达 1000 万吨。

二、加大油气勘探开发和增储上产力度，夯实自主供给“压舱石”

（一）加强勘探夯实资源基础

加强东部老区资源潜力精细勘探、中西部和海域集中勘探、新区新领域风险勘探。保持储量增长高峰态势，确保石油储量接替率保持 1 以上，天然气储量接替率力争更高。

持续加大鄂尔多斯、渤海湾、四川、塔里木、松辽、准噶尔等重点含油气盆地常规资源勘探，塔里木、四川盆地深层超深层海相碳酸盐岩勘探。推动松辽、渤海湾、鄂尔多斯、准噶尔、四川等盆

^①原油和天然气总产量，其中天然气产量按热值折算为原油产量，折算系数为 1255m³天然气=1 吨油当量。

地页岩油、四川盆地页岩气规模增储。推动深层煤层气在鄂尔多斯

盆地持续增储，准噶尔盆地加快突破。渤海、东海、南海三大海域重点推动潜山、地层岩性、深水深层、边缘凹陷勘探。

（二）攻坚原油产量稳中有升、天然气持续上产

保持开发投资强度支撑新建产能。加快深层超深层油气规模效益开发。推动非常规油气突破，加快储量动用和开发建产，实现页岩油、页岩气和深层煤层气的规模效益开发。实施海洋油气再提升工程，推动海洋油气产量当量达亿吨级规模。实施老油气田压舱石工程，推动大庆、胜利等老油田长期稳产。做好新区效益建产，推动巴彦、吉兰泰等新油田加快上产。

（三）聚焦建设油气战略保障基地

设立鄂尔多斯、渤海湾、川渝、塔里木、松辽、准噶尔、柴达木盆地等油气战略保障基地，支撑完成国内油气产量目标任务。

专栏 1 油气战略保障基地
1.鄂尔多斯盆地油气战略保障基地。推动华庆、姬塬、庆城、吴—定页岩油等原油产能项目建设，苏里格、靖边、榆林、神木、大牛地、东胜、高县、延安、延北、中山涧、蒙陕、大宁—吉县天然气产能项目建设。
2.渤海湾盆地油气战略保障基地。推进辽河海外河/静安堡、华北保定、西柳—高阳、束鹿、肃宁/大王庄、大港枣园/王官屯、南港、新华、沧东、歧口、民丰、利津、官西、雷家、牛庄、博兴、垦利 9—1、蓬莱 19—3、垦东滩海等产能项目建设，加快渤中 19—6 气田二期产能项目建设，加强处理终端与海上油气田设施衔接。
3.川渝油气战略保障基地。常规气推动安岳、蓬莱、川东北、川西等气田产能项目建设，致密气做好沙溪庙、川东、蜀南、川西及川北等产能项目建设，页岩气加快泸州、渝西、永川、丁山、昭通等产能项目建设以及筇竹寺组、吴家坪组等新层系评价建产；原油开发重点做好川东北以及复兴地区产能项目建设。
4.塔里木盆地油气战略保障基地。原油推进富满、哈拉哈塘、顺北、塔河等产能项目建设，天然气推动博孜—大北、天山南、库拜区等产能项目建设。

5.松辽盆地油气战略保障基地。原油做好长垣、长垣外围、松辽南部、古龙页岩油等产能项目建设，天然气推动徐深等产能项目建设。

6.准噶尔盆地油气战略保障基地。原油推进玛湖、中佳、吉木萨尔页岩油、准西缘春风稠油等产能项目建设，天然气推动克拉美丽等产能项目建设，加快南缘、沙湾凹陷等新区天然气评价。

7.柴达木盆地油气战略保障基地。原油实施尕斯—跃进、英东、尕斯、昆北等产能项目建设，天然气推动涩北气田产能项目建设。

8.南海北部油气战略保障基地。原油做好涠洲油田等复杂油田产能项目建设，天然气推进东方、乐东、宝岛等产能项目建设。

三、完善基础设施建设，提升管网安全韧性和运行效率

（四）支撑油气和绿色燃料高质量发展

立足我国油气供需格局，统筹国际国内两种资源，省际省内规划相协同，新建干线与省网融入相结合，油气与氢氨醇储运体系相融合，构建“适度超前、经济高效、区域均衡、互联互通、绿色低碳、安全稳定”的“全国一张网”，为油气和绿色燃料高质量发展提供坚实基础设施支撑。

（五）巩固油气战略通道

建成黑河—大庆—长岭、虎林—长春—石家庄、川气东送二线等，构建中部“十字形”骨干通道。适时启动建设西气东输四线（乌恰—吐鲁番段）、西气东输五线。谋划启动川气南下新通道，研究论证钦州至重庆原油管道。

（六）全面建成油气“全国一张网”

推进琼粤天然气管道建设，结束海南孤网运行历史。加快连云港—仪征原油管道、文 23—安庆等天然气管道，以及北海等液化天

然气接收站外输管道建设。支持天然气及煤制气、煤层气上载国家干线管网，建设准东煤制气上载管道、运城—三门峡管道。支持老旧管道迁建改建，在确保安全前提下探索老旧管道封存与再利用。加快优化多品种成品油顺序输送，具备条件地区加快探索同油种介质去标签化输送，提升成品油管道负荷率和资源入网量。提升沿海原油接卸管道互联互通水平。

（七）有序推进省级管网和直供管道建设

加强省际省内规划协同，强化省级及以下规划与国家管网建设规划的衔接落实。统筹考虑地区经济发展、资源禀赋和市场供需等因素，科学布局省级管网，提升管网供气覆盖范围，增强重点城市供气保障能力。加强燃气发电、大型工业项目与国家干线、省级管网规划协同布局，在优先利用城燃等既有设施前提下，支持对重点工业园区、大型企业、燃气电厂等大用户实施直供直销，压缩供气层级，降低用气成本。

（八）统筹推进新业态管输布局

推进乌兰察布—京津冀输氢管道建设，同步完善纯氢管道输送技术标准规范。探索利用抚锦、锦郑、兰郑长、乌兰线等负荷率低的成品油管道输送甲醇。支持管输企业、工业发电等下游用户在有关标准范围内、确保安全前提下，进行天然气掺氢输送和燃烧利用先行先试。

四、强化油气储备体系建设

（九）完成石油储备体系建设

建成政府储备、企业社会责任储备和企业生产经营库存有机结合、互为补充的大国石油储备体系，风险抵御和安全保障能力大幅提升。

持续强化政府石油储备建设，完善企业社会责任储备体系，企业生产经营库存保持合理水平。鼓励社会资本加强商业储备设施投资运营，进一步增加储备规模。健全石油储备体制机制。加强石油供需情况监测。

（十）完善天然气储备调峰体系

在国家进口战略通道和干线管道沿线、油气战略保障基地、消费负荷中心等加快地下储气库投资建设。通过优化注采压力区间、加密注采井等方式，支持已投产储气库在具备条件时提升储气规模和尖峰保供能力。加快海上地下储气库论证实施。探索地下储氢、二氧化碳等新业态。

完善沿海液化天然气储备体系。液化天然气接收站坚持扩建为主，立足区域或重点省份，审慎论证优化新项目布局。积极推进已核准和在建项目建设。

健全完善政策措施，充分发挥已建成投运储气设施作用，加强应急储气调峰设施体系建设。

专栏2 天然气储备重点项目
地下储气库新建及扩容达容：板深37、辽河储气库群（双台子等）、升平、雷龙湾、万顺场、

长宁、榆 37、千米桥、南堡东、南湖和丘东、中原文 23、文 24、文 68、白 9、孤东、宝浪、卫 2、刘庄、临兴—神府（含先导）油气藏型储气库，金坛、叶县、张兴、泰安、菏泽、黄场、平顶山、楚州、淮安盐穴储气库。

液化天然气接收站：优先推进在建及储罐扩建项目建设，新建粤西液化天然气接收站项目。

地下储气库前期评价：中坝、玛河、长春、长岭—松南、靖边、堡古 2、桥 69、花沟、渤中 19—6、崖 13—1、玉门、沙坪场、寨沟湾、五百梯油气藏型地下储气库，丰县、杨槐、樟树、舞阳、天潜云应、衡阳、三水、合川、万州盐穴储气库，湖北小板（含盐穴）、安徽李集、河北邱县等含水层储气库。具备条件适时推动建设。

（十一）加强煤制油气产能和技术储备

推进内蒙古鄂尔多斯、陕西榆林、新疆准东、新疆哈密煤制油气战略基地建设。

五、加强油气国际合作

（十二）持续完善多元进口体系、提升国际化经营水平

巩固拓展陆上战略进口通道，加强基础设施运营联通，优化完善协调机制。完善海外油气资产结构布局，不断提高国际经营能力。坚持多元化进口策略，全方位参与国际油气贸易，统筹衔接国内外市场和资源，提升资源配置和灵活运作能力。

六、加快绿色转型和新质生产力培育，推动油气与多能融合发展

（十三）推动石油消费达峰

系统推动石油生产环节节能降碳、消费环节达峰、产业链提质升级。统筹国家能源安全和社会平稳发展，支持绿色燃料发展，补充替代传统石油产品。推动石油全链条节能降碳改造、终端电气化率提升、甲烷减排、挥发性有机物（VOCs）减排，减少单位产

品的石油等能源消耗。保持适度富余炼油和石化产能，提升产业国际竞争力，加大石油安全的产业垫层。

（十四）促进天然气清洁高效利用

鼓励天然气在工业领域有序高效利用，重点满足难以电气化、使用高排放燃料企业需求。支持液化天然气在重卡和水运船舶的有序应用，促进交通领域绿色低碳转型。因地制宜布局一批调峰气电项目，合理保障发电用气需求，发挥天然气对新型电力系统稳定支撑作用，支持气电联营、气电与新能源联营、气电与调峰设施联营模式。健全发电领域气—电调度协调机制，鼓励油气和气电企业签订多年期中长期合同和灵活供气条款。

（十五）统筹油气与新能源、伴生资源等全场景融合发展

依托油气矿区及周边地区，合理有序推进光伏、风电、地热能开发利用，提高电气化率，打造绿色低碳零碳油气田。推动油气热同采，风光储调并用，以区域负荷为核心，绿色供能与柔性用能耦合，源网荷储一体化运行，推动老油气田延展成“电田、热田、储田、碳田”。依规加强油气与氦气、铀、锂、硫等伴生资源一体化勘探开发。

（十六）推动新质生产力赋能行业高质量发展

促进绿色氢能产业发展。协同油气基础设施布局，加快推动氢能规模化制取、管道运输和集约存储体系，在重点地区有序布局氢能等基础设施，构建以周边就近消纳为主、跨区调运及外贸为辅的氢能产销新格局。

推进 CCUS 规模产业化建设。发挥 CCUS 全产业链优势，统筹原油增产与碳减排“双赢”。推动 CCUS 区域产业集群建设，支持油气产业聚集的东营、榆林等城市率先向低碳城市转型，发展低碳产业群，形成承接高碳产业的竞争优势。研究进一步推动碳中和技术市场化产业化应用。

推进新型地下储能产业发展。充分利用枯竭油气藏、盐穴和管道等地下空间资源，探索建设压缩空气储能等新业态。推动与周边新能源电站配套运行，提供容量支撑与调频调峰服务，提升区域能源系统的灵活调节能力与安全稳定水平。

（十七）加强石油炼化产业提质增效和差异化发展

坚持炼油产能“减量置换”，优化存量，严控新增，持续推进“油转化”“油转特”“油转材”，提升炼化行业集约化、精细化、绿色化水平。以市场化、法治化方式，引导支持重点区域炼厂整合重组和淘汰落后产能。加强过程降碳，结合实际实施绿电、清洁低碳氢替代。沿海区域重点打造炼化一体化产业集群，提升高端化工材料供给能力，建设具有全球竞争力的生产基地。中西部地区立足本地需求和资源条件，保障油品稳定供应，适度发展符合区域特点的石化项目。有特色和竞争力的中小型炼厂突出“专精特新”。

七、强化科技创新驱动，支撑油气行业高质量发展

（十八）加快突破关键技术瓶颈

勘探开发环节，扎实做好新型油气勘探开发国家科技重大专项，支持增储上产、技术装备升级迭代等，实现自主创新能力大幅

提升。聚焦“两深一非一老”等领域，攻克陆上深层、海洋深水安全高效勘探开发关键技术，突破陆相页岩油、深层页岩气、深层煤层气等非常规勘探开发技术，完善老油气田提高采收率技术，攻关油气与伴生资源综合勘探、立体开发技术。

专栏3 油气勘探开发关键技术装备攻关研发

深层油气勘探开发：突破超深层复合生烃与成藏机制、超深层高精度地质力学建模技术，创新形成超深层碳酸盐岩和碎屑岩油气藏高效勘探开发核心技术，攻关 15000 米智能钻机、智能控压钻井成套装备、抗特高温特高压的特深井测井装备改造等多套重大关键装备，进入陆上 1 万米油气勘探开发新深度。

深水油气勘探开发：突破深水油气钻井与智能完井和测试、深水油气田安全高效开采建产等关键技术，攻关 3000 米级深水海洋节点采集系统、3000 米级深水钻井防喷器及多元复合控制系统、1500 米级全电水下控制系统装备等重大关键装备。

非常规油气勘探开发：创新形成陆相页岩油、深层页岩气、深层煤层气及中低熟页岩油绿色开发关键技术，攻关 10000 hp/175MPa 电驱压裂橇、大口径智能连续管作业装备与工具、地质工程一体化压裂设计软件等重大关键装备和核心软件。

老油气田勘探开发：突破大幅度提高采收率与绿色低碳高效开发等系列关键技术，形成高含水老油田精细水驱、绿色化学驱、低碳热驱等提高采收率关键技术，创新形成规模化二氧化碳驱油与埋存技术体系，助力“低碳零碳”生产系统建设。

基础设施环节，聚焦油气管道智能施工与检测、管网仿真及运行优化等领域攻关；管道及站场智能设计、调控及数字孪生技术研发，加快产业数智化转型升级，推动科研范式变革；开展高压纯氢管道材料与安全运输、大规模掺氢/改输氢、含水层储气库、深部地下空间储氢、甲醇液氨等多元介质输送及 CCS/CCUS 等技术攻关。

终端利用环节，加快重型燃气轮机国产化，推进现役燃机服役维护技术、车船用高效低排放燃气发动机、高端燃气壁挂炉等装备的科技攻关及国产化；研究优化炼化一体化、绿色低碳炼化等方面技术。

（十九）提升数智化赋能成效

加快人工智能、物联网等新一代信息技术融合应用，强化跨专业协同研究，建设智慧油气田。以智能化控制支撑油气管网全生命周期的一体化运行，建设数字化、智能化和平台化管理的智慧油气管网，实现管网设备设施控制自动化、资产数字化、管理流程化。

专栏 4 “人工智能+”油气

人工智能在油气行业实现规模化、体系化应用，基本建成深度融合、全面赋能的“人工智能+”油气产业生态。在重点油气盆地的智能勘探、智慧油气开发、智慧油气管网运营、智能化装备研发等环节，以及页岩油气勘探开发等关键领域，形成一批实用性强、效益显著的智能化解解决方案。发展油气行业全域数据治理、专业数据湖、智能物联网等关键共性技术。

油气勘探开发领域：推动勘探地质目标智能识别与评价、开发方案智能优化、钻井压裂智能调整、管网运行实时仿真优化，勘探周期缩短，油气单井全生命周期累计产量（EUR）有效提升，页岩油气采收率大幅提高，助力老油田采收率稳步提升。

管网运营领域：具备条件的干线管道实现智能化运营和关键设备预测性维护。

装备智造领域：关键装备智能化水平显著提升。

绿色转型领域：优化油气与风电、光伏的互补运行调度，持续提升新能源就地消纳水平，建成多个油气与新能源融合发展的智能化试点项目，人工智能助力新建单位油气产量碳排放强度降低。

炼化加工领域：推动建立数据资源共用共享机制，协同推进行业高质量数据集建设，联合研发石化化工行业大模型，聚焦典型场景开发企业/场景模型，推出一批可复制、可推广的案例及模式。

（二十）提高标准规范管理水平

持续健全油气标准体系，立足油气生产供应和绿色转型，围绕新兴领域、交叉环节，在 CCS/CCUS、油气田区多能互补、天然气管道掺氢及终端应用、海上弃置平台绿色改造综合利用、枯竭油气藏储氢储能、绿色燃料国际贸易认证、“人工智能+”等领域，加快构建技术标准与规范体系。

八、深化油气体制改革，进一步完善“X+1+X”油气市场体系

（二十一）深化油气勘探开发体制机制改革

完善油气矿业权出让方式，持续拓展油气勘查区块来源，加大探矿权区块出让力度、加快投放速度、加大投放数量。建立完善地质资料共享机制。健全勘探开发技术、采收率标准规范及管理机制，加强备案项目核查抽查。加大改革力度，提高油服市场竞争活力，促进先进技术装备推广应用，不断降低勘探开发成本。

（二十二）完善基础设施建设运营和运行调度机制

优化管网投资模式，压实国家管网集团干线管网投资建设主体责任，支持民间资本参与非战略性管道和油气储备库投资建设等。推进管网设施应接尽接，保障国家规划的储气库和液化天然气接收站全部接入，积极支持省级能源规划的管道接入国家干线管网。压缩管输层级，引导支持省级管网以市场化方式融入国家管网，支持具备条件的大用户干线管道直供。完善油气“全国一张网”运行调度机制，提升运营效率和管输路径科学性，探索管网气量市场化平衡机制。加强管网设施公平开放监管，推动管网设施运营企业向符合条件的企业等经营主体公平开放。

（二十三）持续完善油气市场机制

推动上游供气主体多元化。促进城镇燃气企业整合重组，规范化经营，落实好天然气上下游价格联动机制。规范供气企业行为，更好发挥天然气合同基础性作用，完善储气调峰市场机制。加强民生用气保障。研究完善成品油消费税制度。完善成品油定价机制。

定期校核跨省天然气管道运输价格。

（二十四）提升油气行业治理水平

健全法律法规，强化政府监督管理。强化基础设施规划建设、接入与使用，健全公平开放监督管理制度。健全油气行业碳排放统计核算制度，逐步建立碳足迹管理体系，促进绿色贸易发展健全油气应急救援体系，提升应急救援能力。加强反垄断、反不正当竞争和价格监管执法，优化营商环境，激发各类经营主体的创造力和竞争力。聚焦规划衔接、占压清理、相遇相交关系处理、第三方施工管控，持续强化管道保护工作。

九、保障措施和组织实施

按照既定政策对页岩气、致密气、煤层气等非常规天然气开采利用予以奖补支持，落实好储气库垫底气支持政策及页岩油定向收储政策。继续实行天然气进口环节增值税“先征后返”政策。落实现行油气等资源税收优惠政策。加大产业政策支持。及时组织出让油气战略保障基地的油气退出矿权，满足勘探需求。加强油气规划与国土空间规划的衔接，落实生态保护红线、永久基本农田、城镇开发边界三条控制线及洪涝风险控制线、水土保持等空间管控要求。统筹防洪减灾、生态环境保护、航道通航、军事保障、海上风电开发，加快推动油气资源开发及基础设施建设。加强石油储备项目及其配套设施建设要素保障，进一步优化各项手续办理。

建立健全以国家发展改革委统筹指导、国家能源局组织协调、相关职能部门参与配合、省级能源主管部门和主要石油企业、主要

基础设施企业细化落实的工作机制，形成工作合力，推动规划实施。规划实施过程中适时对规划实施情况开展动态监测、中期评估和总结评估，密切关注形势变化对规划实施的影响，及时发现问题并分析原因，提出改进规划实施的政策举措，监测评估结果作为加强和改进本规划实施的重要依据。规划在实施过程中经评估确需进行调整的，按程序报规划审批机关审查批准后调整。

附件：“十五五”油气管道重点项目表

附件

“十五五”油气管道重点项目表

序号	管道名称	长度 (公里)	管径 (毫米)	设计输量
1	连云港—仪征原油管道			
	连云港—淮安段	134	813	2000
	淮安—仪征段	239	813	2000
2	川气东送二线天然气管道			
	川渝鄂段干线	1150	1016/1219	202
	鄂豫赣皖浙闽段干线	1260	1016/1219	140
	枣阳—宣城联络线	820	1016	95
	皖赣支干线	180	1016	43
	浙闽支干线	145	813/1016	100
3	俄远东气源管线			
	虎林—长春干线	850	1219	100
	长春—石家庄干线	1500	1422	160
	石家庄—濮阳干线	410	1219	146
	盘锦—赤峰联络线	300	1016	100
	长岭—白城—乌兰浩特支线	290	356	5
4	中俄东线增输配套工程（北段复线）			
	黑河—大庆	580	1219/1422	480
	大庆—长岭	200	1016/1219	480
5	文 23—安庆天然气管道			
	濮阳—亳州	370	1016/1219	150/253
	淮南—安庆	270	1016	75/140
6	苏皖豫干线天然气管道			
	滨海—鲁山干线	800	1219	183
	端氏支干线	370	1219	259
7	广西液化天然气外输管道复线			
	北海—贵港	250	1016	10
	百色—文山	340	508	10

序号	管道名称	长度 (公里)	管径 (毫米)	设计输量
8	遵义—吉安天然气管道	1050	1016	110
9	西气东输三线闽粤支干线	192	813	57
10	西气东输三线西峡—十堰天然气管道	135	457	8
11	川气出川第三通道系统			
	铜梁—遵义	370	1219	140
	遵义—贵阳	190	1219	140
	遵义—曲靖	650	1016	120
12	西气东输四线天然气管道(乌恰—吐鲁番)	1600	1422	250/300
13	西气东输五线天然气管道	4400	1219	250/300
14	南北互联中部干线通道			
	乌兰察布—太原段(双管) 太原—鲁山/石家庄段	1760	1219	500/250
	鲁山—邵阳段	1070	1219	250
	邵阳—茂名联络线	986	1219	250
	海气登陆琼粤管道 (万宁—茂名段)	490	813/1016	80/100
15	运城—三门峡管道	104	500	12
16	乌兰察布—京津冀输氢管道	1200	457/610	50

备注：

- 1.原油管道设计输量单位为万吨/年，天然气管道设计输量单位为亿立方米/年，氢管道设计输量单位为万吨/年。
- 2.本规划项目范围为跨省干线管道，未涉及干线管道系统中未跨省支线管道，以项目核准批复为准。
- 3.规划项目的路由、技术参数可根据工作开展情况适时优化调整，管道项目可分段建设、逐段投产。
- 4 按中央决策部署，结合行业发展形势，“十五五”规划布局及建设节奏可适时调整。