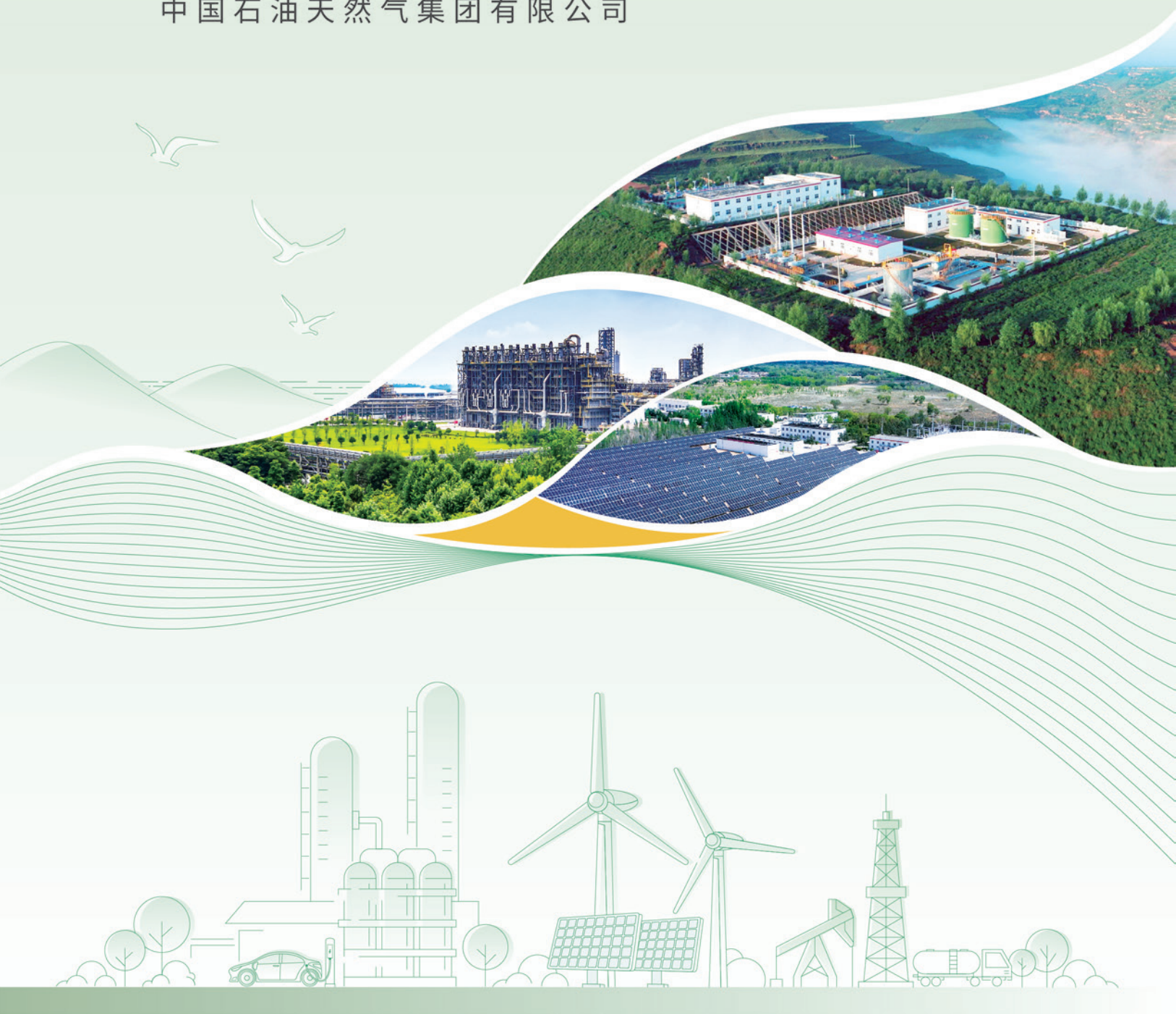




2025 年度报告

中国石油天然气集团有限公司



目录

关于我们	01
董事长致辞	04
总经理报告	06
组织结构	08
重点数据	09
公司治理	10
重点专题	12
2025年油气行业回顾	16
环境与社会	20
人力资源	28
科技与创新	34
年度业务回顾	40
财务报告	56
大事记	70
术语表	72



关于我们

中国石油天然气集团有限公司是集油气和新能源、炼化销售和新材料、支持和服务、资本和金融等业务于一体的综合性国际能源与化工公司。

- **战略使命** 建设能源强国 赋能美好生活
- **企业愿景** 建设基业长青的世界一流综合性能源与化工公司
- **价值追求** 绿色发展 奉献能源 为客户成长增动力 为人民幸福赋新能
- **发展战略** 创新 资源 市场 国际化 绿色低碳



董事会



戴厚良
董事长



周心怀
董事



段良伟
董事



李建红
外部董事



邓建玲
外部董事



石岩
外部董事



王光坤
外部董事



李延江
外部董事



朱庆忠
职工董事

公司高层



戴厚良

董事长、党组书记



周心怀

董事、总经理、党组副书记



段良伟

董事、党组副书记



周松

党组成员、总会计师



任立新

党组成员、副总经理、安全总监



谢军

党组成员、副总经理



张道伟

党组成员、副总经理



陈东升

驻中国石油纪检监察组组长、党组成员



宋大勇

党组成员、副总经理

董事长致辞



2025年是中国石油成立75周年，也是公司发展历程中很不平凡的一年。我们深入学习贯彻习近平总书记重要讲话和重要指示批示精神，坚决贯彻落实党中央、国务院决策部署，积极应对异常复杂严峻的外部环境，以实施市场营销、贸易保供、亏损企业治理、QHSE提质“四大攻坚工程”为抓手，攻坚克难、善作善成，经营业绩继续保持央企第一方阵前列，“十四五”圆满收官，公司整体基本实现高质量发展的阶段性战略目标如期实现，世界一流企业建设迈出新的坚实步伐，为保障国家能源安全、巩固拓展我国经济稳中向好势头作出了重要贡献。

我们着力提升能源资源高效供给能力，能源保供“顶梁柱”作用充分发挥。国内油气增储上产成效明显，勘探新获多项重要突破，油气产量

当量再创历史新高；海外油气权益产量当量保持1亿吨以上效益稳产；天然气销量和效益保持良好增长态势。炼油化工结构调整和转型升级取得重要成果，吉林石化和广西石化两个大乙烯工程建成投产，公司乙烯产能历史性突破1000万吨/年，一批炼油特色产品和高端高附加值化工品产量创造新纪录，公司跃升为全球第四大化工公司；成品油市场份额及效益稳中有升；贸易保供能力进一步增强。工程技术、工程建设、装备制造等业务核心竞争力明显提升。资本和金融业务服务主责主业力度加大。

我们系统布局加快推进，新兴产业和未来产业蓬勃发展。新能源发展持续提速，一批风光发电重点项目建成投用，风光装机规模、发电量创造新纪录，新能源开发利用能力如期实现“清洁替代”

阶段性战略目标；参股国网新源公司布局抽水蓄能，挂牌成立中油电能，电能价值链进一步延伸。新材料提速工程步伐加快，新材料产量连年保持50%左右高速增长。CCUS全产业链规模化应用成效显著，二氧化碳注入利用规模大幅增长。燃气轮机高端装备制造迈出实质性步伐。投资入股中国聚变能源公司，可控核聚变未来产业完成双线布局。

我们强化创新攻关与数智赋能，国家战略科技力量建设取得新的标志性成果。牵头成立油气领域首个国家技术创新中心，德国墨策创新研究院挂牌成立。深地探测工程实现新的突破，深地塔科1井顺利完井、创造多项“世界之最”，深地川科1井突破万米。核心技术攻关取得新成果，国内首套175MPa特高压井口装备研制成功，10万吨级气相法POE成套技术落地应用。主动拥抱人工智能时代大潮，加力推进信息化补强、数字化赋能、智能化发展“三大工程”，生产运营平台试点上线，昆仑大模型持续迭代升级，云梦泽智慧平台全面应用，“数智中国石油”初步建成。

我们持续推进治理体系和治理能力现代化，深化改革强化管理迈出新的步伐。党的领导全面融入公司治理，规范董事会建设持续深化，中国特色、石油特点的现代企业制度不断健全。国企改革深化提升行动任务圆满收官。事业部制改革、业务归核化、专业化重组等重点领域改革取得突破性进展，油气联合营销改革试点推进，海外业务管理体制持续优化。践行精益理念，再造管理流程，优化生产要素，企业管理全面强化；依法合规管理持续加强，提质增效成效显著。安全环保形势持续稳定向好，健康企业、平安企业、绿色企业建设迈上新台阶。

我们扎实履行央企责任，服务国家重大战略贡献突出。积极响应国家“四稳”号令和“两

重”“两新”政策要求，投资规模保持较高水平，新招聘高校毕业生创近年来新高，对稳定宏观经济大盘、带动地方经济发展和社会就业作用明显。坚持“美美与共、大道同行”，持续加大资金投入力度，乡村振兴和对口支援工作高质量推进。深度参与共建“一带一路”，国际能源合作新签一批战略大项目；积极融入资源国经济社会发展，加大本土化用工力度，扎实履行社会责任。成功举办第七届中俄能源商务论坛、第八届中国石油国际合作论坛等一系列国际活动，中国石油“朋友圈”不断扩大。

2026年是“十五五”开局之年。我们将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、二十届历次全会和中央经济工作会议精神，完整准确全面贯彻新发展理念，服务和融入新发展格局，勇担“建设能源强国、赋能美好生活”的战略使命，锚定“2030年全面实现高质量发展、基本建成世界一流企业”的战略目标，遵循“四个坚持”兴企方略和“四化”治企准则，大力实施五大发展战略和五大战略举措，以实施“人工智能+”、储采比稳定、生物制造、处僵治困“四个专项行动”为抓手，持续实施“四大攻坚工程”，突出主营业务价值创造，着力强化集智攻关，因地制宜发展新质生产力，进一步深化改革强化管理，统筹高质量发展和高水平安全，奋力实现“十五五”开新局、上台阶，为保障国家能源安全、以中国式现代化全面推进强国建设和民族复兴伟业作出新的更大贡献。

董事长

钱厚良

总经理报告



2025年，中国石油按照董事会的总体安排，积极应对异常复杂严峻的外部环境，以实施市场营销、贸易保供、亏损企业治理、QHSE提质“四大攻坚工程”为抓手，动态优化生产经营计划和运行方案，强化供产销储贸一体协同，推动油气两大产业链和各项业务平稳有序运行，全面完成年度生产经营任务。全年实现营业收入30525亿元，利润总额2750亿元，净利润1934亿元。

一年来，我们大力推动增储上产良性循环，油气和新能源业务能源高效供给能力持续提升。大力实施高效勘探和效益开发，国内油气勘探新获3项重大突破，新增探明经济可采储量石油1.17亿吨、天然气4620亿立方米，生产原油10656万吨、天然气1655亿立方米，油气产量当量2.38亿

吨、再创历史新高。海外油气权益产量当量增长6.5%。国内销售天然气2592亿立方米、创历史新纪录，市场份额增加1.6个百分点。清洁能源发电量264亿千瓦时、增长88.2%。

一年来，我们加快迈向产业链中高端，炼化销售和新材料业务转型升级和结构调整取得重要进展。吉林石化、广西石化两个乙烯项目建成投产，乙烯产能历史性突破1000万吨/年。减油增化、减油增特成效明显，国内加工原油1.88亿吨、生产成品油1.18亿吨，航煤产量首次突破2000万吨，炼油特色产品、乙烯、对二甲苯产量分别增长5.6%、7.5%和2.9%。新材料提速工程步伐加快，新材料产量333万吨、连续4年保持50%左右增长。国内成品油销量1.19亿吨，市场

份额增加1.2个百分点。国际贸易量5.6亿吨、增长5.8%。

一年来，我们坚持技术立企和强化管理，支持和服务业务战略支持和市场竞争力实现新提升。油田技术服务业务有力保障重大科技工程实施，高端业务收入占比持续提升。工程建设业务保障一批重点工程按期建成，市场布局与业务结构不断优化，成功进军可控核聚变工程建设市场。装备制造业务打造一批拳头产品，高端业务收入占比达到1/3。

一年来，我们坚守产业金融定位，资本和金融业务服务主责主业和实体经济作用有效发挥。昆仑资本投资的中国铀业成功上市、实现被投资企业上市“零的突破”；完成昆仑工融基金扩募、参与央企战新基金，基金规模迈上百亿元台阶。中油资本深化产融结合、融融协同，服务主业收入稳定增长。

一年来，我们加快技术攻关，科技创新和数智赋能获得标志性成果。关键核心技术攻关取得新成效，万米深地钻探关键技术与装备总体可控，成功研制175MPa特高压采气井口设备等一批技术、产品和装备，牵头制修订发布国家和行业标准204项、国际标准和国外先进标准15项，获授权国内外发明专利3363件。“数智中国石油”初步建成，云梦泽智慧平台全面应用、平台经济规模突破7000亿元；“人工智能+”行动扎实推进，昆仑大模型持续迭代，打造形成一批具有行业引领力的典型应用场景。

一年来，我们深化改革强化管理，公司治理体系和治理能力现代化水平持续提升。海外业务体制机制调整、事业部制改革、油气联合营销试

点等一系列改革举措落地实施，国企改革深化提升行动任务圆满收官。升级拓展专项行动，提质增效超200亿元。亏损企业治理成效显著，经营性亏损企业基本消除。开展“合规管理提升年”活动，世界一流法治企业建设试点顺利收官。

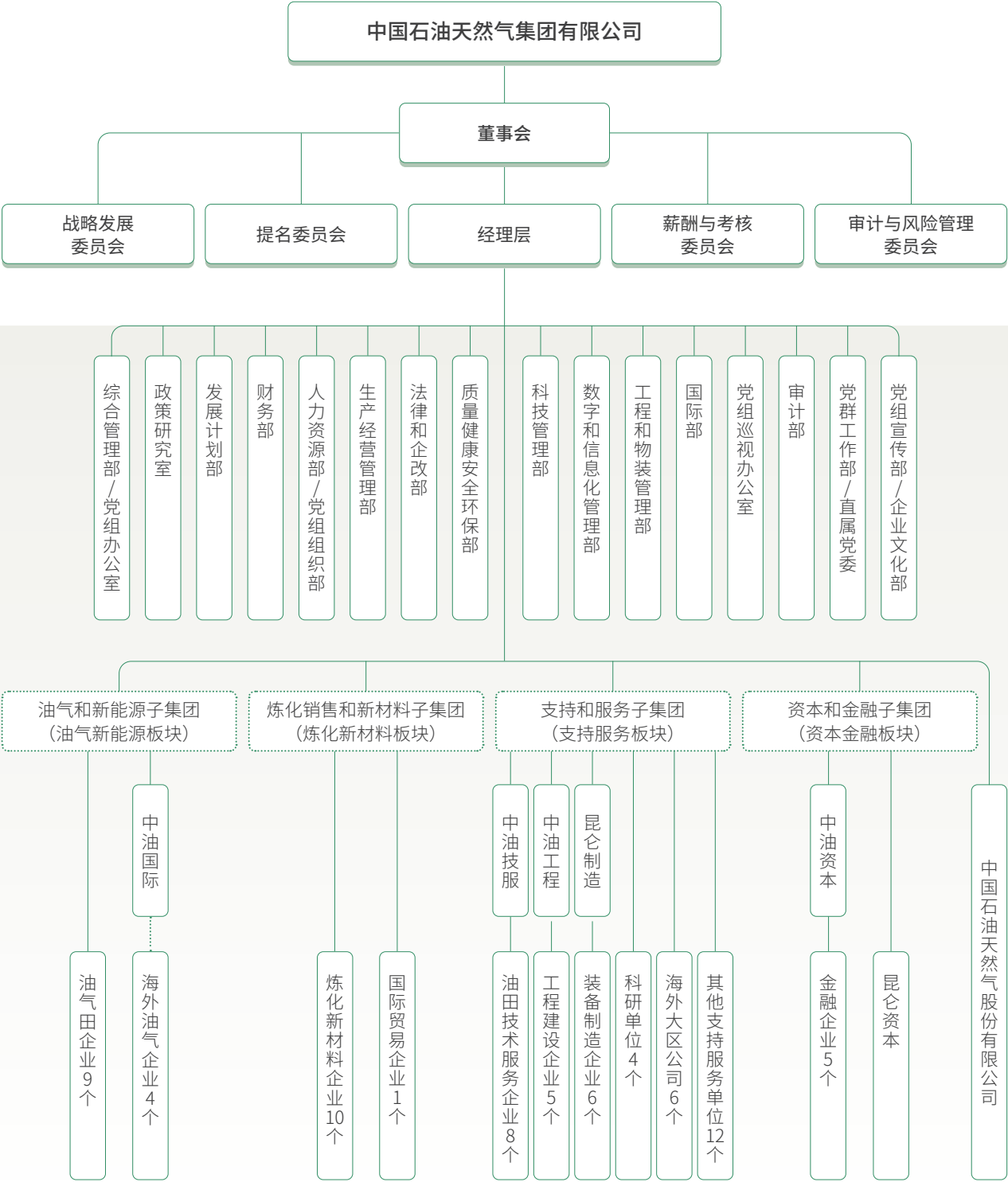
一年来，我们坚持标本兼治，QHSE提质攻坚工程扎实推进。深入推进安全生产治本攻坚三年行动，统筹推动重点领域专项整治、隐患排查治理以及老旧装置更新改造，全年未发生较大及以上生产安全事故。深入打好污染防治攻坚战，一批生态环境风险隐患得到有效治理，未发生环境污染和生态破坏事件。全年节能75万吨标煤、节水804万立方米，万元工业产值碳排放下降6.3%。持续推进健康企业建设，非生产性亡人数同比减少超过10%。

2026年是“十五五”开局之年。我们将锚定“2030年全面实现高质量发展、基本建成世界一流企业”的战略目标，着力优布局、调结构、强创新、抓改革、防风险，因地制宜发展新质生产力，推动油气两大产业链和各项业务平稳高效运行，全面完成年度目标任务，奋力实现“十五五”良好开局。

总经理



组织结构 (截至2025年12月31日)



重点数据

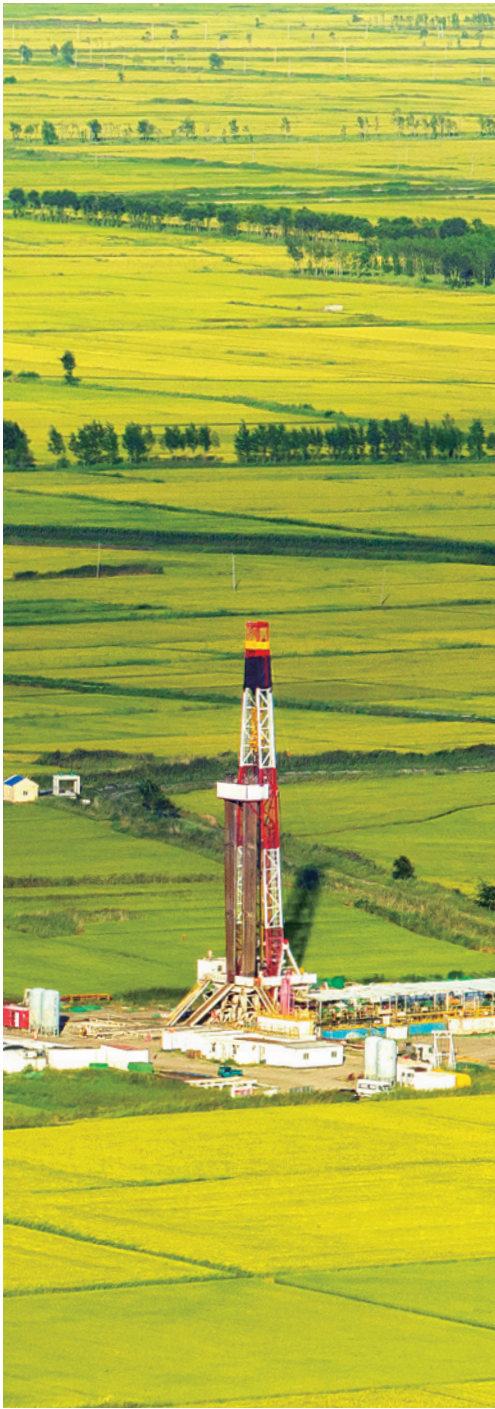
财务数据	2023	2024	2025
营业总收入（人民币亿元）	31608	31362	30525
利润总额（人民币亿元）	2881	3010	2750
净利润（人民币亿元）	1952	2059	1934
实现税费（含境外）(人民币亿元)	5311	5054	4540

油气生产	2023	2024	2025
原油产量（万吨）	18435.2	18722.4	19186.5
国内	10580.0	10615.1	10656.3
海外（权益）	7855.1	8107.3	8530.2
天然气产量（亿立方米）	1846.2	1905.0	1938.4
国内	1529.0	1586.4	1654.6
海外（权益）	317.2	318.6	283.8

炼油与化工	2023	2024	2025
原油加工能力（万吨）	24789.3	24789.3	24415.0
国内	22430.0	22430.0	22430.0
海外 ¹	2359.3	2359.3	1985.0
原油加工量（万吨）	22701.5	22608.5	22208.1
国内	19014.6	18821.7	18835.2
海外 ²	3686.9	3786.8	3372.9
国内成品油产量（万吨）	12321.0	12060.7	11837.4
国内润滑油产量（万吨）	223.8	240.6	236.4
国内乙烯产量（万吨）	800.1	865.2	930.3

销售	2023	2024	2025
成品油销售量（万吨）	18613.5	17887.5	18321.5
国内	12361.9	11922.0	11903.9
海外	6251.6	5965.5	6417.6
国内加油站数量（座）	22755	22441	22127
国内天然气销售量（亿立方米）	2299.1	2448.9	2592.3

注：【1—2】海外原油加工能力按权益比例计算，海外原油加工量按全口径计算



公司治理

中国石油天然气集团有限公司（以下简称公司）是国有独资公司，不设股东会。国务院国有资产监督管理委员会作为履行出资人职责的机构，依据有关法律、行政法规和国务院授权，代表国务院对公司履行出资人职责。公司全面贯彻落实“两个一以贯之”，将加强党的领导与完善公司治理统一起来，实现党组发挥领导作用与董事会、经理层依法依章程履行职责相统一，构建权责法定、权责透明、协调运转、有效制衡的公司治理机制，完善和发展中国特色现代企业制度、推进公司治理体系和治理能力现代化，着力构建与世界一流企业相匹配的体制机制，全面履行经济责任、政治责任和社会责任，高质量发展迈上新台阶。

党组

党组是党在中国石油设立的领导机构，在公司治理结构中具有法定地位，发挥把方向、管大局、保落实的领导作用。党组坚持“两个一以贯之”，把党的领导落实到决策、执行、监督等公司治理各环节，在公司重大事项决策中履行决定或者把关定向职责，决定党的建设等方面重大事项，前置审议重大经营管理事项，推动党的主张和重大决策转化为公司的发展战略、工作方针、规章制度和改革发展成效，转化为广大干部职工的自觉行动，确保党的理论和路线方针政策、国家发展战略在公司贯彻落实。

2025年，党组坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入学习贯彻党的二十大精神 and 二十届历次全会精神，坚决落实党中央、国务院决策部署，坚持稳中求进工作总基调，完整准确全面贯彻新发展理念，履行全面从严治党主体责任，推动公司主营业务实现质的有效提升和量的合理增长，因地制宜发展新质生产力、建设国家战略科技力量、进一步全面深化改革，整体基本实现高质量发展，积极履行央企“三大责任”，为保障国家能源安全、推进中国式现代化作出积极贡献。



董事会

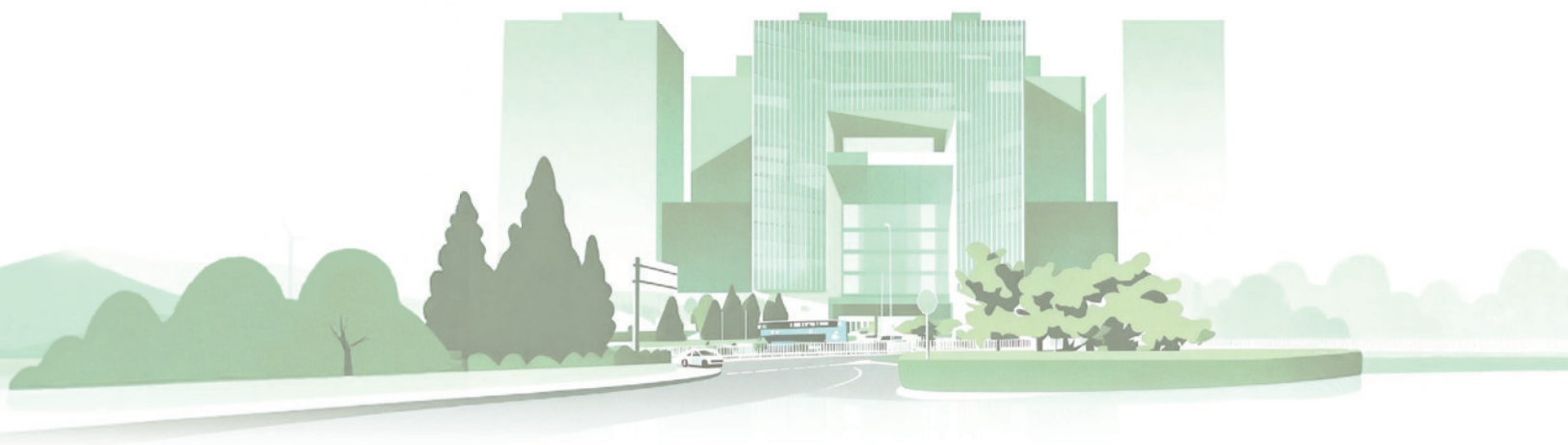
董事会是公司经营决策主体，发挥“定战略、作决策、防风险”作用。依照《中华人民共和国公司法》《中国石油天然气集团有限公司章程》等法律、法规、规章规定，研究公司战略发展重大问题、组织制订公司发展战略规划并推动战略实施，依法依规决策公司重大经营管理事项并督导经理层执行，推动完善公司风险管理体系、内部控制体系、合规管理体系和违规经营投资责任追究工作体系，识别研判、防范化解重大风险。

2025年，董事会立足新发展阶段，紧紧围绕服务国家战略和能源安全大局，牢牢把握稳中求进工作总基调，持续强化董事会功能定位，深入推进科学、理性、高效董事会建设。全面推进依法治企，持续完善以公司章程为核心的制度体系，提升治理体系和治理能力现代化水平；积极响应绿色低碳与能源安全保障要求，统筹推进公司向基业长青的世界一流综合性能源与化工公司迈进；聚焦主责主业，强化战略引领与投资管控，坚持严谨投资、精准投资、效益投资，确保资源向关键领域和前瞻性产业聚集；强化风险防控，健全风险防控体系，重点防范各类风险，筑牢高质量发展安全屏障。董事会推动公司进一步发挥科技创新、产业控制、安全支撑三大作用，全力保障国家能源安全，助力构建现代能源体系，为扎实推进中国式现代化、全面建设社会主义现代化国家持续贡献石油力量。

经理层

经理层是公司的执行机构，对董事会负责，发挥“谋经营、抓落实、强管理”作用，围绕落实公司发展战略和规划，分析研判形势，谋划制定生产经营策略和方案；组织实施董事会决议，合理配置资源，确保经营计划和目标达成；加强公司内部管理，优化业务流程，防范化解风险，确保管理体系高效运行；定期向董事会报告董事会授权决策执行和决议落实情况，确保公司战略贯彻执行。

2025年，公司经理层坚持稳中求进工作总基调，大力实施市场营销、贸易保供、亏损企业治理、QHSE提质“四大攻坚工程”，因地制宜发展新质生产力，着力增强核心功能、提高核心竞争力，油气两大产业链和各项业务平稳高效运行，新能源新材料快速发展，科技创新支撑引领能力持续提升，深化改革强化管理迈出新的步伐，质量健康安全环保形势稳定向好，圆满完成年度各项目标任务，公司整体基本实现高质量发展。





重点专题 | 奋进“十四五”



2025年是“十四五”收官之年。作为国有重要骨干企业，五年来，中国石油牢记重大嘱托，当好标杆旗帜，勇毅前行，成功应对一系列严峻挑战，能源饭碗端牢端实，转型升级向新向优，石油担当充分彰显，综合实力跃上新台阶，市场竞争力和国际影响力显著增强，为保障国家能源安全、促进中国经济稳中向好作出了重要贡献。

油气生产

“十四五”期间，中国石油深刻领会“能源的饭碗必须端在自己手里”等一系列新理念，推动能源高质量发展，把能源保供“顶梁柱”当稳当好。勘探持续推进资源战略，积极寻找规模优质储量，获得一批重要突破和重要发现，支撑油气生产创造一批新纪录。国内油气生产在“七年行动计划”指引下，加快推进先进开采技术的开发应用，原油年产量保持1亿吨以上，2022年助力中国原油产量重回2亿吨。实现原油稳产的同时，中国石油立足长庆、西南、塔里木等几大气区，常非并举，国内天然气产量保持超千亿立方米规模。五年来，中国石油海外业务持续稳健发展，海外油气权益产量当量连续保持亿吨产量水平，年均国际贸易量稳定在5亿吨以上规模。



	2021年	2025年
国内原油产量（万吨）	10310.6	10656.3
国内天然气产量（亿立方米）	1377.9	1654.6
海外油气权益产量当量（万吨）	10138.9	10791.7
国内成品油产量（万吨）	10891.7	11837.4
国内成品油销售量（万吨）	11125.6	11903.9
国内天然气销售量（亿立方米）	2055.5	2592.3

绿色低碳发展

“十四五”期间，中国石油将“绿色低碳”纳入公司发展战略，明确了“清洁替代、战略接替、绿色转型”三步走总体部署，全力建设清洁低碳、安全高效、多能互补的新型能源生产和供给体系。持续推进常规和非常规天然气开发，推动天然气产量快速增长，从“十三五”末国内天然气产量在公司油气产量结构中占比首次过半，到2025年稳步提升至55.3%，天然气“半壁江山”的地位作用进一步稳固提升，能源结构进一步优化。优化调整业务板块，将新能源业务纳入主营业务，在战略层面为化石能源与新能源全面融合发展的“低碳能源生态圈”奠定了坚实基础。公司先后建成投产一批标志性示范工程，塔里木油田上库130万千瓦光伏、吉林油田昂格55万千瓦风电等项目并网发电，开工建设新疆油田264万千瓦新能源及配套煤电碳捕集一体化、吉林石化—吉林油田二氧化碳输送管道等项目，收购普天新能源、成立昆仑网电，参股国网新源公司布局抽水蓄能。累计建成并网风光发电装机规模超800万千瓦、自建地热供暖面积超4600万平方米，清洁能源发电量较“十四五”初增长约2倍，新能源新业务实现从无到有、从小到大的跨越式发展，“油气热电氢”产业格局基本构建，绿色低碳转型迈出坚实步伐。



	2021年	2025年
风光装机（含形象进度）（万千瓦）	27	1734
地热供暖（制冷）面积（含运维）（万平方米）	1934	7335
高纯氢产能（吨/年）	1500	9600

炼化转型 升级

“十四五”期间，中国石油坚持市场导向，持续优化装置运行和产品结构，深入实施新材料提速工程，打造五大新材料基地，加快推动炼化业务向产业链中高端迈进，“炼化生精材”产业格局初步建成。世界级炼化一体化基地广东石化投入商业运营，吉林石化、广西石化等一批转型升级项目建成投产；推进建设塔里木二期乙烯、蓝海新材料高端聚烯烃新材料等一批重点项目。新材料产量连续4年保持50%左右高速增长，产业链价值显著提升。



广西石化公司炼化一体化转型升级项目

科技创新

“十四五”期间，中国石油将科技创新放到“国之大者”中思考、谋划和推进，把创新摆在发展全局的核心位置，将推动能源科技实现高水平自立自强作为重中之重。持续加大科技创新投入力度，一批原创性、标志性科技成果相继涌现。勘探开发进入纳米级页岩系统、万米级深层的“油气禁区”，国内首创气相法聚烯烃弹性体工艺技术实现商业化量产，高效茂金属聚烯烃催化剂等一批炼化技术和产品打破国外垄断，12000米特深井自动化钻机入选央企“十大国之重器”，陆上宽频宽方位高密度地震勘探关键技术装备获国家技术发明奖一等奖。2023年，中国石油首次进入波士顿咨询（BCG）“全球最具创新力公司50强”。

中国石油深刻把握数字化、智能化发展大势，将“数智石油”确立为第五大战略举措，统筹推进信息化补强、数字化赋能、智能化发展“三大工程”，深入实施“人工智能+”专项行动，为企业高质量发展注入新动能、打造强引擎。



科研人员（人）

国家级科技创新平台（个）

2021年

52408

21

2025年

77678

31



国际交流 合作

作为“走出去”开展国际能源合作的先锋队，“十四五”时期，中国石油秉承“开放、包容、合作、共赢”的理念，强化国际合作，不断扩展“朋友圈”。坚持“引进来”与“走出去”相结合，推进全产业链、全方位对外开放，发挥“一带一路”建设主力军作用，深化国际能源合作取得一批重要新成果。五年来，中国石油国际油气合作规模持续扩大，资源保障能力显著增强，全球资源配置能力与国际竞争力进一步提升。公司全力服务配合国家重大外交活动，成功举办多个重大国际能源活动，积极参与全球能源治理，构建形成更加紧密的能源合作伙伴关系。



社会责任

“十四五”期间，中国石油积极落实国家战略，践行以人民为中心的发展思想，秉持“绿色发展、奉献能源，为客户成长增动力、为人民幸福赋新能”的价值追求，自觉扛起央企责任担当。积极推动巩固拓展脱贫攻坚成果同乡村振兴有效衔接，持续聚焦产业、民生、消费、医疗、智力等帮扶方向，为全面推进乡村振兴贡献石油智慧、石油力量。在京津冀洪涝、甘肃积石山地震等抢险救援中全力救灾保供，积极开展“加油宝贝”儿童健康保障、“旭航”助学等品牌公益项目，展现了勇担当、负责任的良好企业形象。



中国石油定点帮扶11个县

 新疆维吾尔自治区	尼勒克县 托里县 巴里坤哈萨克自治县 吉木乃县 青河县 察布查尔锡伯自治县
 河南省	台前县 范县
 贵州省	习水县
 江西省	横峰县
 四川省	若尔盖县



2025年油气行业回顾

2025年，全球经济保持稳定增长，结构性分化加剧，能源消费结构继续向清洁化方向转型，非化石能源增长从政策驱动转向市场驱动。油气勘探开发投资略降，油气产量双升。炼油能力小幅缩减，经营状况有所回暖。

2025年，中国经济稳中有进，新型能源体系和安全保供能力建设进入快车道。石油消费结构持续调整，消费总量波动增长。成品油消费结构呈“汽柴降、航煤升、化工轻油增”的特征，天然气消费增速放缓。“七年行动计划”圆满收官，油气产量均创历史新高。

2025年全球油气行业回顾



全球能源消费稳步增长，绿色低碳转型在分化中纵深推进。

2025年，全球一次能源消费量估计为220.9亿吨标准煤（154.5亿吨油当量），较上年增长1.7%，增速较上年降低0.6个百分点。全球化石能源消费量增长0.9%，在一次能源中的比重约为79.6%，较上年下降0.6个百分点。非化石能源消费整体增长约4.6%，在一次能源中的比重达20.4%，较上年提高0.6个百分点，非化石能源仍然担起能源消费增量供应的主体。



多重因素叠加影响，国际油价大幅下降。

在宏观经济承压、供需基本面宽松、地缘政治冲突不断等因素交织影响下，国际油价呈现宽幅震荡下行走势，布伦特原油期货全年均价为68.19美元/桶，同比下跌14.62%。全球石油消费同比增加70万桶/日至1.036亿桶/日，全球石油供应增长220万桶/日至1.05亿桶/日，石油库存升至5年平均水平以上。



天然气市场由紧转松，欧亚气价进入下行通道。

2025年，全球天然气产量同比增长2.9%，估计全球天然气消费量为4.18万亿立方米、增速降至1.4%。市场基本面呈“上半年紧平衡、下半年趋松”态势，欧亚气价“前涨后跌”，全年均价同比上涨。全球LNG贸易格局持续调整，全球LNG液化项目投产创历史新高。



油气勘探开发投资略降，油气产量双升。

2025年，受油价下行影响，全球油气勘探开发投资较上年下降1.5%。全球油气发现数量与新增可采储量均比上年有所减少，但平均单个发现量有所上升。重大发现多位于中东和非洲地区，其中深海区域发现较多。全球油气产量呈现双增态势。全球原油产量约46.1亿吨，同比增长2.7%；天然气产量4.52万亿立方米，同比增长2.9%。



炼油业运行有所改善，乙烯业运行分化明显。

2025年，全球炼油能力降至52.4亿吨/年，净减485万吨/年，是2022年以来的首次下降。原油加工总量较上年增加约70万桶/日至8360万桶/日，炼厂平均开工率从去年的78.7%升至79.8%。全球乙烯产能持续增加，总产能达2.36亿吨/年，净增854万吨/年，新增产能主要来自中国和印度，欧洲、日韩部分乙烯装置因竞争力欠佳而关停。乙烯装置平均开工率维持在94%左右，乙烯产量约2.13亿吨，同比增长3.6%。



2025年中国油气行业回顾



能源体制改革取得新进展，全国统一能源市场建设向纵深推进。

2025年是《中华人民共和国能源法》正式实施的第一年，围绕其确立的总体原则，国家持续完善能源治理体系和相关配套政策，以更高标准践行能源安全新战略，为规划建设新型能源体系提供政策支撑。全国统一能源市场体系建设稳步推进，新能源价格机制和消纳方式持续创新，碳排放双控新机制加快建立，“十五五”能源规划前期工作有序开展。



能源供应保障有力、能源消费结构向优，新型能源体系建设迈入快车道。

2025年，中国能源自给率继续保持在80%以上的高水平。煤炭持续发挥兜底保障作用，油气增储上产稳步推进，可再生能源成为能源增量主体，新型电力系统逐步落地，绿色低碳发展纵深推进，能源消费结构持续清洁化。全国一次能源消费总量为61.7亿吨标准煤，同比增长3.5%。煤炭消费占比下降1.8个百分点，油气消费占比基本不变；非化石能源消费占比提升2个百分点。全国发电量达到10.6万亿千瓦时、同比增长约4.8%，其中可再生能源发电量达到3.99万亿千瓦时、同比增长15%。可再生能源已成为电力装机的主体，发电装机容量突破23亿千瓦。



石油消费总量增加，消费结构“油降化升”。

2025年，随着中国车用能源结构加快转型及炼化一体化产能不断升级，石油消费结构进一步调整、消费总量波动增长，估计全年石油表观消费量7.62亿吨，同比增长1.1%。成品油消费整体延续下降趋势，全年消费总量3.78亿吨，同比下降2.9%。“减油增化”进一步推进，成品油产量4.14亿吨、同比下降2.4%，化工用油产量1.84亿吨、同比增长8.8%。



天然气消费增速放缓，天然气进口量下降。

2025年，受年初气温偏暖、国际现货气价整体高位等影响，中国全年天然气消费量4320亿立方米，同比增长3.1%，增速较上年下降3.9个百分点。全年天然气进口量1764亿立方米，同比下降2.9%。其中，进口LNG 944亿立方米，同比下降10.7%。



油气产量双双刷新历史纪录，“两深一非”仍是增储上产核心引擎。

2025年，中国油气行业持续聚焦规模增储与效益开发，勘探开发投资保持较高水平，油气储产量均创历史新高，原油产量2.16亿吨，天然气产量2619亿立方米。深层、深海、非常规油气领域勘探开发实现重大进展。3口万米科探井的成功钻探标志着中国向地球深部能源探索迈出关键步伐，渤海湾盆地、南海东部海域取得重大发现，陆相页岩油与深层煤岩气效益开发瓶颈成功突破。



炼油业持续优化调整，石化产能继续扩张。

2025年，国内炼油能力结构持续动态优化，总能力净增650万吨/年至9.39亿吨/年。乙烯全年新增产能815万吨/年，总产能达6270万吨/年，乙烯当量自给率升至78.1%。丙烯新增产能919万吨/年，总产能约7700万吨/年。三大合成材料运行情况分化，其中：合成树脂整体陷入微利或亏损；合成纤维利润虽有反弹，但仍处亏损区间；合成橡胶因原料价格跌幅较大，盈利显著扩大。



海外权益产量稳步增长，合作高质量发展迈出新步伐。

2025年，中国企业坚持稳中求进、精准布局，通过深化全产业链合作、增加获取优质资产、加快新能源融合，推动海外油气合作实现质的提升。全年海外油气权益产量约1.96亿吨，同比增长2.68%，其中原油权益产量约1.54亿吨、天然气权益产量约520亿立方米。中国企业通过定向投资、联合竞标等多种方式，全年获取优质区块与权益项目20余个，覆盖勘探开发、炼化、天然气加工等多个领域，新项目布局更趋均衡，伊拉克、哈萨克斯坦、阿尔及利亚等传统优势合作区域得到进一步巩固。中国企业持续强化上游勘探与中下游业务协同，签署推进一批中下游合作项目，产业链纵深拓展，一体化协同效应凸显。中国企业深入推进“油气+新能源”双轮驱动，多项战略合作协议聚焦低碳转型，推动能源合作向绿色化、可持续化方向拓展。



环境与社会



坚持“以人为本、质量至上、安全第一、环保优先”的理念，追求“零事故、零伤害、零污染、零缺陷”的目标，关注民生和社会进步，实现能源与环境、企业与社会和谐发展。

安全运营

公司持续深入开展安全生产治本攻坚三年行动，强化安全生产过程管理，持续优化安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防工作机制，安全形势总体稳定向好。

39支

专职消防队通过国家验收

17期

印发《安全风险提示函》

制度建设

健全完善全员隐患报告奖励机制，积极营造“全员查找身边安全隐患”的浓厚氛围。编制公司重大及较大生产安全事故隐患判定标准，指导企业对标开展隐患排查，提升隐患排查整改工作的精准性。

供应链安全管理

强化承包商“事前、事中、事后”全过程监管，将承包商纳入安全生产记分管理，提升承包商管控能力，努力遏制减少供应商和承包商事故发生。

应急处置能力建设

持续深化应急管理，新增3支专业队伍纳入国家专业应急救援队伍管理，39支专职消防队通过国家验收。组织开展参加危险化学品泄漏突发事件应急演练、燃气安全应急演练等多项大型实战演练，突发事件应急处置能力持续提升。

风险管理

总部、专业公司每季度召开安全生产形势分析会，示范引领企业逐层级开展常态化风险辨识分析。针对重点单位、重大项目和重要时段，印发17期《安全风险提示函》；针对重点单位开展“一企一策”风险提示，指导督促企业细化落实管控措施。



环境保护

公司牢固树立和践行“绿水青山就是金山银山”的理念，致力于减少生产运营对环境与气候造成的不利影响，深入打好污染防治攻坚战，全面完成各项任务目标。

● 深入打好蓝天、碧水、净土保卫战

实施公司《大气污染防治强化行动方案（2024—2025年）》。推进实施重点废水减排工程。强化废水排放过程管控，实行月跟踪预警机制，废水全面稳定达标排放。开展固体废物合规管控三年专项行动，实施产废数据信息化管控。推进《土壤和地下水污染防治行动方案》，加强土壤污染重点监管单位合规管理，推动在产企业污染调查和边界污染管控。

● 完善制度标准体系

制修订《党组生态环境保护督察工作办法》《环境事件管理办法》《建设项目水土保持管理办法》《环境监测、环境统计和环境信息管理办法》，以严密的制度规范业务管理。优化LDAR智能管控企业标准、采出水回注环保标准，以先进的标准引领技术提升。完善2025年环保类指标考核细则，以严格的考核推动责任落实。

● 主要污染物排放管理

化学需氧量、氨氮、氮氧化物、炼化挥发性有机物排放量同比分别下降11.4%、30.2%、13.7%、4.0%。

● 可持续利用资源

重视资源保护及合理化使用，最大程度减少资源消耗，全年实现节能量75万吨标准煤，节水量804万立方米。

● 持续强化生态环境风险隐患排查整治

发布《环保风险企业分类评估标准》，实施环境风险分级管控。实行生态环保隐患分级管理，长江黄河等重点流域企业开展环境隐患专项排查整治。修订《环境突发事件专项应急预案》，提高预案针对性、可操作性。组织开展环境应急监测和突发环境事件应急演练。

● 推进重点流域生态环境保护

推进《长江黄河流域企业高水平生态环境保护方案（2024—2027年）》重点项目。印发《入河入海排放口管理要求》，实现排污口三级监督管理。落实生态环境分区管控要求，建立长江经济带、黄河流域、松辽流域、京津冀地区等重点流域区域企业排污口清单，重点流域工业废水排放口实现稳定达标排放。

● 保护生物多样性

公司将生物多样性保护融入公司运营全过程，开展自然守护行动（Oil—Nature Care），印发《自主贡献型生物多样性保护地（OECMs）建设指导意见》，建成新疆油田火烧山湿地等12个OECMs、9个绿色共享小屋、生物多样性综合监测系统，成立11支志愿服务队伍，形成保护地建设、生态监测、共享小屋、志愿者服务队伍“四位一体”的生物多样性保护中国石油模式，受邀在世界自然保护大会做典型案例报告。



中国石油设立并发布第三批OECMs

2025年8月15日，中国石油在大港油田和新疆油田揭牌设立第三批共2个自主贡献型生物多样性保护地（OECMs）。同时，第二批绿色共享小屋4个、志愿服务队3支同步建成，生物多样性综合监测（二期）正式上线。标志着中国石油“四位一体”生物多样性保护步入体系化、规模化、常态化发展阶段。

气候变化

公司积极响应《巴黎协定》，贯彻落实中国政府提出的碳达峰碳中和目标，将“绿色低碳”纳入公司五大发展战略，制定《绿色低碳发展行动计划》，部署推进绿色企业建设引领者、清洁能源贡献者、碳循环经济先行者“三大行动”及“十大工程”，建立健全碳排放双控管理机制，规范参与碳交易活动。公司连续第十四年获《中国新闻周刊》“低碳案例”（原“低碳榜样”）。

碳排放管理

公司不断强化碳排放管控力度，成立核查核算中心，建成碳资产集中管控平台，温室气体排放监测报告核查体系（MRV）持续健全。2025年，公司国内外全口径温室气体排放1.78亿吨二氧化碳当量。

- 印发《关于提升碳排放数据质量加快推进碳排放双控制度体系建设的意见》、制定《碳排放考核管理办法》，强化碳排放管控。
- 制定印发《产品碳足迹管理体系建设实施方案》，推进产品碳足迹管理。
- 推进《甲烷排放管控行动提升方案》任务实施，制定《甲烷排放控制管理细则》，持续推动甲烷控排技术创新。
- 深化应对气候变化合作交流，承办联合国气候大会（COP30）中国角“中央企业绿色低碳转型”“非二氧化碳温室气体控排”两场主题边会。

公司支持和参与了多项温室气体减控计划、倡议与组织

- 《巴黎协定》
- 《联合国气候变化框架公约》
- 《中国应对气候变化国家方案》
- 《2030年前碳达峰行动方案》
- 二氧化碳捕集、利用与封存产业技术创新战略联盟（CTSA—CCUS）
- 油气行业气候倡议组织（OGCI）
- 《油气行业脱碳章程》（OGDC）
- 中国油气企业甲烷控排联盟
- 《中国石油和化学工业“碳达峰”与“碳中和”宣言》
- 《力争实现甲烷零排放倡议》
- 中国能源化工产业链碳足迹联盟



应对气候变化合作

承办联合国气候大会（COP30）中国角“中央企业绿色低碳转型”“非二氧化碳温室气体控排”两场主题边会。作为“中国油气企业甲烷控排联盟”理事长单位，在COP30中国角边会上，发布《中国油气企业甲烷控排联盟2025年度报告》，展示联盟成员企业的工作成效与责任担当。持续深入与OGCI、OGDC交流合作，参与《亚太地区CCS发展报告》等研究编制，推动中国低碳转型技术方案与实践经验融入全球油气行业低碳转型进程，为国际气候治理与能源转型贡献力量。

开展绿色企业创建

通过印发指导意见、行动方案，编制评审体系，建立科学规范的创建机制，统筹开展绿色企业、绿色矿山、绿色工厂、绿色基层“四创联动”一体化创建，80家企业通过绿色企业认证，126个矿权获评国家级绿色矿山，16家工厂通过国家级绿色工厂认证。

参与碳交易市场活动

公司积极利用碳市场机制推动控碳减碳，规范开展碳交易，纳入碳市场的单位全面按期完成年度碳配额清缴；积极参与自愿减排市场建设，牵头研究的陆上油田低气量伴生气回收、陆上气田试气放喷气回收两项CCER方法学由生态环境部印发实施，为油气行业深入推进非二氧化碳温室气体控排提供了碳市场激励机制。

261.7万株

公司全年86.7万人次参与义务植树

3.69万公顷

截至2025年底，现有绿地面积

发展林业碳汇

公司积极布局林业碳汇，大力建设碳汇林、碳中和林，通过碳补偿方式推动实现碳中和。建设碳汇林、碳中和林2.3万亩，建成长庆油田姬塬碳汇林、大庆油田马鞍山碳中和林、新疆油田准噶尔碳中和林。公司全年86.7万人次参与义务植树261.7万株，截至2025年底，现有绿地面积3.69万公顷。“我为碳中和种棵树”公益活动累计参与人次193.8万、募集资金5755万元，建成大庆会战林、红色南梁林等林地5000亩。持续开展“万口井场植树造林行动”，在油气田井场、场站宜林空地开展植树造林，累计在1万余个井场、场站植树超227万株。



社会公益

公司始终坚持将企业发展与业务所在地可持续发展相结合，关注民生和社会进步，通过多种方式和途径参与项目所在地社区建设，促进当地经济与社会和谐发展。

乡村振兴

公司积极响应联合国《2030年可持续发展议程》目标倡议及国家全面推进乡村振兴工作要求，发挥自身优势，加大投入力度，聚焦产业、人才、文化、生态等领域，创新帮扶模式，打造示范项目，实现巩固拓展脱贫攻坚成果同乡村振兴有效衔接。全年乡村振兴和社会公益捐赠资金6.42亿元，实施帮扶项目1100个。



新疆油田驻喀什地区泽普县依克苏乡托皮恰村工作队队员帮助村民晾晒色素辣椒



- 支持新疆尼勒克黑蜂度假农庄、河南范县农文旅融合、江西横峰“西坡”民宿等项目建设，通过特色产业提升当地经济发展
- 打造“兴农”讲堂，实施“益师计划”、“云上科室”、母婴护理等项目，涵养乡村振兴人才生态
- 全年购买和帮销帮扶产品 **20.4** 亿元，为特色农副产品拓宽销路
- 聘请北京三甲医院专家开展“远程会诊”和“送医下乡”
- “加油宝贝”项目为家庭困难儿童累计理赔 **7540** 人次

教育事业

公司持续开展各类助学活动，通过设立奖学金、助学金等多种方式支持教育事业。积极探索新模式，推动全社会关注并携手解决教育公平问题，帮助更多贫困地区的学子实现求学梦想，实现理想与自身价值。

地方发展

我们坚持开放合作、互利共赢，在上中下游领域全面扩大与地方的合资合作，在建设运营中培养本地供应商和承包商，创造就业岗位，带动关联产业，实现“以产促城，以城兴产，产城融合”。



2025年

中国石油奖学金表彰优秀学生 **685** 人

发放奖学金 **447** 万元

“旭航”助学公益项目投入 **1320** 万元

资助 **4001** 名学生

益师计划全年培训教育工作者 **2.1** 万人

海外社区建设

中国石油在海外业务运营中积极履行企业公民责任，坚持与东道国共生共荣。公司尊重业务所在地的文化习俗，致力于与东道国建立长期稳定的合作关系，将公司发展融入当地经济社会发展中，积极创造社会经济价值，促进当地繁荣发展。

管理社区影响

公司通过负责任的运营，持续为社区发展贡献积极影响。这种影响不仅体现在创造就业、贡献税收以及为当地供应商带来商机等经济效益上，更延伸至推动当地自然环境保护、社区居民权益维护、公益事业开展等。



中国石油乍得公司资助乍得青年赴华留学

2025年10月9日，中国石油乍得公司为10名赴华留学的乍得青年举行欢送仪式。这些学生是乍得公司“乍得青年留学奖学金项目”选拔出的优秀高中毕业生，将前往中国石油大学（北京）系统学习能源及工程领域相关知识。

作为中国石油在非洲履行社会责任、深化本地化发展的重要举措，“乍得青年留学奖学金项目”自2012年启动以来，已连续多年稳步推进。该项目不仅为乍得培养出一批兼具专业素养与国际视野的本土人才，更搭建起中乍能源合作与文化交流的桥梁，成为双方深化友好合作的生动实践。

加强社区沟通

公司在海外项目驻在国家和地区设立专门的环境保护和社区关系协调机构，通过多种形式与当地政府及非政府组织、社区代表等建立起沟通协调机制，持续加强与社区的沟通互动。



印尼公司资助的占碑省西丹戎县鲁姆村小学生与公司员工合影

参与社区公益

我们积极投身社区公益，通过在教育、卫生、环境等领域提供实实在在的帮助，持续改善社区居民生活条件，助力社区可持续发展。



促进本土化运营

公司积极落实本土化战略，将支持当地经济发展融入日常运营的方方面面。在物资与服务采购中，我们优先考虑选用当地产品，积极为当地承包商、供应商及服务商创造参与项目服务的机会，以实际行动扶持当地中小企业和社区创业者成长，为当地创造就业机会。我们不仅为社区注入经济活力，更助力提升当地产业的自主发展能力，让发展成果真正惠及本土民众。



人力资源



我们始终秉持以人为本的理念，重视和维护员工的各项合法权益，为员工搭建良好的成长平台，深化人才发展体制机制改革，大力实施人才强企工程，全面提升人才价值，关注员工身心健康，关爱员工生活，努力把企业发展成果惠及全体员工，实现企业和员工的共同成长。

员工权益

公司严格遵守有关劳工和人权的国际公约，尊重和保护员工合法权益，倡导平等和非歧视的用工政策，完善薪酬福利体系，健全民主机制，为员工创造公平、和谐的工作环境。

用工政策

我们始终坚持以人为本，重视和维护员工的各项合法权益。严格遵守《中华人民共和国劳动法》《中华人民共和国劳动合同法》和《中华人民共和国工会法》，遵循中国政府批准的有关国际公约以及东道国的相关法律、法规和制度。奉行平等、非歧视的用工政策，公平公正地对待不同国籍、种族、性别、宗教信仰和文化背景的员工。坚决杜绝雇用童工和强迫劳动。我们注重促进少数民族地区和贫困地区就业，积极提供就业岗位。注重维护女性权益，保障女性员工拥有平等的薪酬福利和职业发展机会。公司严格履行《中华人民共和国社会保险法》，劳动合同签订覆盖率100%，社会保险覆盖率100%。

100%

劳动合同签订覆盖率

100%

社会保险覆盖率

薪酬激励

公司薪酬分配紧密围绕业务发展、改革创新、提质增效、人才强企等生产经营工作，聚焦激发活力、提升效率，深入推进市场化薪酬改革，健全更加精准灵活、规范高效的薪酬分配机制，完善与企业经济效益和劳动生产率挂钩的工资总额决定机制，深化科技创新激励保障、高层次人才引进、中长期激励等支持政策；差异化调整薪酬结构，持续加大向基层一线、关键艰苦岗位和专业技术人员倾斜力度。

民主参与

公司充分尊重员工民主权利和合法权益，注重发挥员工民主管理、民主参与、民主监督作用，普遍建立并不断完善工会组织和以职工代表大会为基本形式的民主管理制度和厂务公开制度，保障员工的知情权、参与权、表达权和监督权。通过明确职代会各项职权、组织制度和工作制度，进一步规范厂务公开的内容、程序和形式。

公司建立了多种与员工沟通联系的渠道，坚持履行民主程序，通过员工代表座谈会和网络互动等形式，开展多层次沟通和交流，鼓励员工参与企业生产经营管理。



成长平台

我们关注员工在不同阶段的发展需求，重视员工职业生涯规划，不断创新人才成长环境和体制机制，注重人才成长资源保障体系建设，为员工实现自我价值提供广阔的舞台。

教育培训

公司坚持应用现代企业培训理念，聚焦打造专业化、复合型、数字化、国际化人才队伍，建立年度培训计划零基生成机制，将培训资源更多向增储上产和业务转型升级等重点领域、新能源和新材料等新兴产业、关键少数和科研骨干等关键岗位倾斜，向市场营销攻坚工程和安全环保攻坚工程实施及信息化补强核心工程专业人员倾斜。公司全年投入培训经费29.1亿元，分类分级实施集团级培训项目371个、企业级培训项目9.99万个，培训规模与质效实现双提升。

488.7 万余人次
员工参加培训人次

6256 万小时
总培训时长

70 小时
人均培训时长

100%
一线员工培训率

100%
高技能人才和关键操作岗位员工培训率



职业发展

我们重视员工职业生涯规划，努力为员工实现自我价值拓展事业发展空间。2025年，公司聚焦激励人才价值创造，深化人才评价机制改革，加大高层次科技创新人才引进力度，加强青年科技人才队伍建设，为员工提供畅通、稳定的职业发展通道。

我们坚持“以赛促训，训赛结合”，通过职业技能竞赛提升员工职业技能和专业素养，促进一线员工成长。2025年，公司强化重点领域人才培养激励，举办公司首届人工智能创新应用大赛，加快打造一批满足发展新质生产力需要的复合型人才队伍，推进“全员赛”“无赛场比赛”模式，举办各类技术技能竞赛96场次，全年169人获得国家级竞赛奖。

人才强企

公司加强顶层设计，构建长效机制，人才强企工作纵深推进，人才规模持续壮大。



中国石油3人获评大国工匠人才

2025年9月23日，第三届大国工匠创新交流大会暨大国工匠论坛在重庆举办，全国共有200人获评大国工匠人才。中国石油3人入选，分别是大庆油田第三采油厂数字化运维工、首席技师刘可夫，长庆油田井下作业技能专家、油气工艺研究院首席技师杨义兴，西南油气田重庆气矿工作室领衔人、技能专家、首席技师刘辉。

此次大国工匠是中华全国总工会培养选树的一批“在引领力、成就力、创新力、专注力和传承力上表现卓越”的高技能人才，涵盖国家重要行业和关键领域。中国石油入选的3位大国工匠人才，均是扎根生产一线数十载、在各自领域取得突出业绩的技能领军人物。

公司聚焦培养技艺精湛的“大国工匠”，深入实施“石油名匠”培育计划，加快推进“工程师+技师”双师型人才培养，全年3人入选“大国工匠”、5人入选“央企工匠”，“石油名匠”重点培养对象增至172人。

截至2025年底，共有公司高层级专家216名，公司技能大师和技能专家309名。建立公司级技能专家工作室128个，其中国家级技能大师工作室38个。



技术人员正在进行聚合物优选与评价

本土化与多元化

达 **91.2%**

2025年，公司海外投资
业务员工本土化率

我们倡导尊重、开放、包容的文化，坚持“海外人才属地化、专业化、市场化”，遵循东道国法律法规，推动海外用工管理创新和实践，建立完善员工录用、使用、岗位考核和奖惩制度，努力吸引和培养当地优秀人才，为他们创建职业成长平台。

推进本地用工

公司积极招聘、培训当地雇员，不拘一格选用当地管理人才，为当地提供就业机会。海外项目聘用的专业人才涉及勘探开发、炼油化工、管道运营、国际贸易、金融、财务、人力资源管理等多个专业。2025年，公司海外投资业务员工本土化率达91.2%。



中伊携手推进伊拉克石油技能人才培养

2025年12月16日，由中伊携手开展的伊拉克石油技能人才培养与发展合作协议签署暨第一期培训班开班仪式在伊拉克巴士拉石油培训学院举行。这是中伊首次开展石油职业教育合作。本次合作是由中国石油工程建设公司牵头，联合河北石油职业技术大学、伊拉克巴士拉石油培训学院共同推进。项目旨在通过系统化、标准化的技能培训，为伊拉克石油行业培养高技能人才，助力当地青年就业，推动技术、教育、文化深度融合。

通过此项目，中国石油工程建设公司每年支持100名伊拉克青年在木工、电工、焊工等10多个专业工种领域接受培训，并将表现优秀的学员优先安排到关键岗位。工程建设公司每年将选派3-4名巴士拉石油培训学院的优秀教师赴华交流学习、5名以上优秀学员前往中国深造。通过交流培训，与伊拉克伙伴共享专业经验、共育专业人才、共创发展价值，为伊拉克石油工业发展贡献中国石油力量。

尊重多元化

我们尊重员工个性、能力和成长经历的差异性，珍视员工多元化才能，反对职业和就业歧视，营造宽松包容的工作环境，倡导和促进不同民族、不同地域、不同文化背景员工的相互尊重和理解。

员工健康

我们重视员工身心健康，持续改善劳动条件，出台并采取了一系列政策和措施，努力为员工提供促进身心健康的工作环境，保证员工拥有健康的体魄和积极的心态。

职业健康

我们注重加强员工职业健康保护工作，深入开展“体重管理年”活动，持续推进健康企业建设。员工职业健康检查率100%、作业场所职业病危害因素检测率100%、职业健康监护档案建立率100%。

100%

员工职业健康
检查率

100%

作业场所职业病危害
因素检测率

100%

职业健康监护
档案建立率

心理健康

我们持续完善员工疗养、休假等制度，实施员工帮助计划（EAP），开通心理咨询热线和网站，开展多种形式的心理健康知识宣传培训，引导员工树立积极、健康的心态。





中国石油工程作业智能支持中心

科技与创新



坚持把创新作为引领发展的第一动力，着力高水平科技自立自强，完善科技创新体制机制，加速科技成果转化与应用，大力发展新质生产力，推进高质量发展。

科技创新体系

公司全面深化科技体制机制改革，持续完善“总部—专业公司—所属企业”三级创新管理体系，强化业务部门和专业公司对科研项目直线管理责任，着力加强各级科研项目统筹管理。五方面一体化推进能源与化工国家战略科技力量建设，创新体系整体效能显著提升，获评中央企业科技创新优秀企业。成立中国石油墨策创新研究院，积极布局全球创新网络；油气地球物理勘探国家技术创新中心揭牌，汇聚行业力量共建创新平台；“国家级油气新能源和炼化新材料产业知识产权运营中心”获批建设，推动知识产权高效转化和协同应用。

截至2025年底，公司拥有各类国家级科技创新平台31个，拥有研发人员7.77万余名。



中国石油墨策创新研究院揭牌

2025年7月11日，中国石油墨策创新研究院揭牌仪式以视频形式在北京和德国慕尼黑两地举行。公司董事长戴厚良出席揭牌仪式并指出，成立墨策创新研究院，对于加快提升公司在前沿材料、合成生物学等领域的创新能力，支撑发展新质生产力，打造国家能源化工战略科技力量和创新高地，具有重要意义。要志存高远、锐意进取，高标准高效率推进研究院建设，不断开拓新领域、创造新业绩，为公司建设国家能源化工战略科技力量和基业长青的世界一流综合性能源与化工公司、促进中德和中欧科技合作，作出新的更大贡献。

31^个

公司拥有各类国家级科技创新平台

7.77^{万余名}

拥有研发人员



青海油田技术人员开展科研工作

重大科技研发进展

公司大力实施创新驱动发展战略，瞄准重点领域重大关键技术瓶颈，加强核心技术攻关和前瞻性基础性战略性技术研究，加速新技术向生产力转化，在油气勘探开发、炼化转型升级、新兴产业支撑、未来产业引领、数智中国石油等领域取得了一系列丰硕成果。

2025年公司十大科技进展

等井径膨胀管技术破解超深井井身结构瓶颈

针对钻井恶性漏失、超深井套管层次不足等难题，中国石油攻克大膨胀率高强度膨胀管新材料等技术难题，研发出等井径膨胀管钻井技术，国产化率100%，成为解决超深井钻井复杂和拓展井身结构的核心技术，在中东海上油田成功应用，创造作业段最长（190米）和管径最大（400毫米）世界纪录。

柔性电子关键材料羧基丁腈橡胶研发及首次工业应用

羧基丁腈橡胶（XNBR）是丁腈橡胶的高端产品，主要用于电子信息领域胶粘剂关键基体材料，过去全部依赖进口。中国石油自主开发了羧基高效共聚和极低离子含量控制技术，实现了XNBR产业化应用，填补了国内空白，产品已在国内头部电子企业实现应用。

EV80超大吨位高精度宽频可控震源支撑超深层油气勘探

针对我国超深层油气勘探信号弱、资料信噪比低、成像难度大等难题，中国石油自主研制国内首台8万磅超大吨位宽频高精度EV80可控震源，在1.2万米深度仍可见有效地震反射信号，全球首次实现7个倍频程、1赫兹低频起始信号扫描，为我国超深层油气勘探提供了关键核心装备支撑。

高活性茂金属聚丙烯催化剂研发及首次工业应用

茂金属聚丙烯催化剂长期被国外垄断，制约我国高端聚丙烯产业发展。为实现关键核心技术自主可控，中国石油率先突破催化剂结构设计、载体表面改性等卡点技术，首次实现自主茂金属聚丙烯催化剂连续装置的工业化。

175兆帕特高压井口系列装备研制成功

中国石油突破特高压井口装备选材、设计、加工制造、评测等技术难题，自主研制175兆帕特高压井口系列装备，包括“175兆帕采气井口、防喷器组及液控系统、节流压井管汇、套管头、电动油嘴、抗硫地面测试设备”六大件装备，性能达到国际先进水平，实现核心技术自主可控。





国内首套油气藏—井筒—管网全流程动态仿真引擎软件规模应用

中国石油创新突破亿级网格规模油气藏仿真求解等卡点技术，推出国内首套油气藏—井筒—管网全流程动态仿真引擎软件，代码自研率超过90%，对标国外同类软件，计算平均相对误差低于5%，为油气田开发地下一地面全生命周期模拟提供了关键支撑。

萘环芳烃单体技术支持高端聚酯原料自主可控

中国石油围绕重芳烃高值化利用开展科研攻关，形成催化柴油制备萘环芳烃成套技术，打通原料深加工、稠环芳烃烷基化、异构化反应与产品纯化等流程，实现关键催化材料全自主研制，完成百吨级规模实验验证，解决了高性能聚酯材料原料“卡脖子”难题，为劣质石化原料利用提供了解决方案。

双端官能化溶聚丁苯橡胶规模化用于高端绿色轮胎

针对官能化溶聚丁苯橡胶100%依赖进口、高性能绿色轮胎制造缺少国产化关键核心材料的难题，中国石油在国内率先攻克双端官能化溶聚丁苯橡胶生产关键技术，制备的轮胎达到欧盟标签法规最高的“双A”级，支撑高端合成橡胶产业链和供应链安全。

吉木萨尔混积型页岩油立体开发关键技术支撑首个国家级陆相页岩油示范区建设

吉木萨尔页岩油示范区是我国首个国家级陆相页岩油示范区，对我国页岩油革命意义重大。但因其多源混积、高频互层、极强非均质性特点，规模效益开发面临诸多挑战。中国石油创新形成了混积型页岩油立体开发技术，2025年吉木萨尔示范区产油量达181万吨，圆满完成示范区建设目标。

3000米超长水平井钻完井与聚能压裂技术支持煤岩气效益开发

针对深层煤岩气开发面临的井壁易垮塌、压裂成本高等挑战，中国石油创新形成超长水平井钻完井技术，建成国内首口3000米超长水平段煤岩气水平井，构建“聚集能量+控液控砂+高效铺置”聚能压裂技术，有效支撑鄂尔多斯盆地深层煤岩气规模建产，为中国煤岩气高效开发提供了关键技术引领。



数智赋能

公司大力实施“数智石油”战略举措，推动信息化补强、数字化赋能、智能化发展“三大工程”建设不断取得新进展新突破，“数智中国石油”初步建成。信息化补强核心工程全面上线、驱动公司经营管理模式深度变革，生产运营平台高效完成试点建设、油气产业链优化能力持续增强，智能油气田、智能炼厂等数字化转型迈出新步伐，昆仑大模型持续迭代升级、应用场景不断拓展，云梦泽智慧平台高标准建成、网上新中国石油形象更加亮丽。横向联通、纵向贯通的数智赋能体系基本形成，为公司加快建设世界一流企业提供了有力支撑。

数智赋能进展情况

板块	成果
油气和 新能源 子集团	“智能油气田”国内聚焦勘探开发、生产经营、投资决策等业务领域，形成生产全过程业务一体化闭环管控、站场工艺动态模拟、生产运行实时优化、设备健康状态实时感知、生产安全实时受控的智能管控全新模式。海外推动从分散式管理向集中式管理变革，逐步形成“小前台、强中台、大后方”的数智化赋能体系。 “智慧天然气”以全产业链智能运营为核心，强化安全生产全流程管控，提升风险预判处置能力，推动管理模式向“无人化、集约化、规范化”转型，形成穿透式管理及线上线下一体化新模式。
炼化销售 和新材料 子集团	“智能炼化”推进企业生产运行方式、经营管理模式、组织机构设置等发生一系列变革，实现了运营指标看得清、经营分析算得准、风险隐患管得好，全面增强生产经营管控能力。 “智慧销售”完成“全会员”体系和“大数据”运营，构建“油气氢电非”的智能化和线上线下一体化运营新格局，推动销售业务从“计划型、管理型”向“平台化、智能化”跨越。 “智慧贸易”构建“1+2+N”全球一体化柔性IT组织架构，统筹利用全球优势IT资源，建成ETRM核心系统群，期货持仓、保证金及利润秒级监控预警，预算支出情况全口径线上归总统计、拆解分析，全球一体化管理体系基本建成。
支持和服务 子集团	“智能技服”全面推广EISC应用，推动业务模式向“钻完井生产协同”升级，构建生产经营、地质、工程、业务管理一体化管控模式，钻完井全流程标准化与跨域高效协同，驱动钻完井提质增效与生产组织效率提升。 “智能工程建设”一体化推进数字化集成设计、数字化施工、数字化交付和数字化管控，打造面向油气田地面、管道储运、炼化等工程领域示范应用，完善生产组织方式、管理模式、运行机制，支持业务数字化运行。 “智能装备制造”以统一可复制的模式驱动全业务链实现运营效率提升与协同创新，完成生产计划的分解跟踪及预警、仓库库存精准匹配和实时入账，推进部署效率与资源利用双提升。
资本和金融 子集团	“智能金融”不断夯实数字基础，驱动生产运营提效，加快服务敏捷响应，以“总对总”的方式开展产融数据共享。“昆小信”和标品业务系统推动关键业务优化升级，多渠道服务整合与流程优化，全面提升业务综合创新力和市场竞争力。

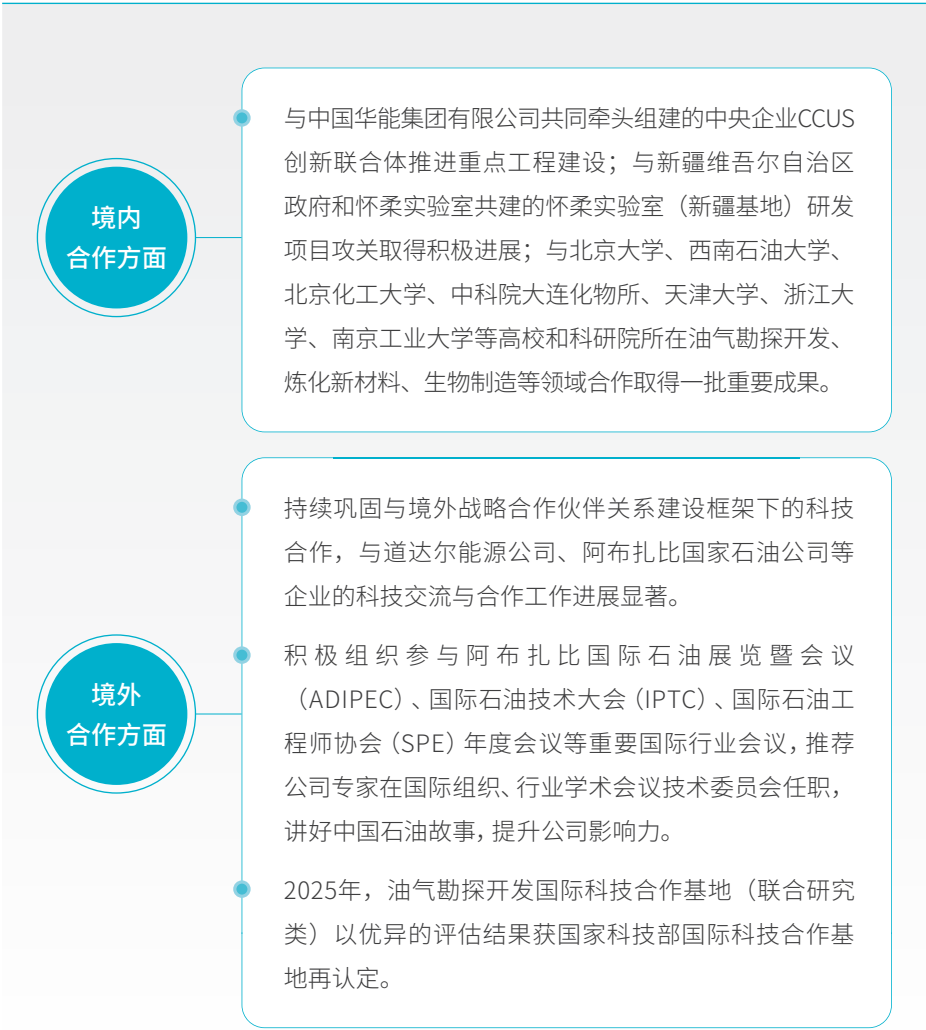


中国石油发布3000亿参数昆仑大模型

2025年5月28日，3000亿参数昆仑大模型发布会在北京举行，全面展示昆仑大模型建设应用成果，见证人工智能对行业发展的变革影响。3000亿参数昆仑大模型的建成应用，是中国石油人工智能发展进程中的重要里程碑，也是中国能源化工行业大模型建设的标志性成果。中国石油把发展人工智能作为建设世界一流企业的战略抓手，完善顶层设计，强化战略引领，优选合作伙伴，全面推进人工智能+科技创新、产业发展和管理提升，加快构建完善能源与化工行业人工智能发展生态，努力打造“人工智能+”一流企业。

科技交流 合作

公司持续深化创新合作，深入推进与国内外能源公司、机构组织、科研院所等开展科技交流与合作，推动建设企业主导的产业技术联盟和创新联合体，着力打造产业链、创新链高度融合的创新生态系统。



标准化与 知识产权

公司持续健全完善适应高质量发展的标准体系，2025年牵头制修订发布国际标准和国外先进标准15项、国家标准66项、行业标准138项、企业标准155项。深度参与国际标准化事务，积极发挥承担国际标准化技术组织秘书处作用，推动更多技术创新成果转化为国际通用规则。积极推动中国标准“走出去”，与外方合作伙伴达成一批标准整体互认意见，发布2项企业间互认标准。

公司全年申请国内外专利12400件，共获得授权专利4018件，截至2025年底，公司拥有国内外有效专利40101件。获第二十五届中国专利奖银奖1项，优秀奖5项。



年度业务回顾



公司四大业务板块高效协同、资源共享，一体化统筹作用和整体效益逐步显现，油气两大产业链和各项业务平稳有序运行，年度生产经营任务全面完成。

油气和
新能源

2025年，公司坚持高效勘探和效益开发，全面落实新一轮找矿突破战略行动，科学组织油气生产运行，油气产量持续增长、新能源产能实现跨越增长。

国内油气勘探与生产

公司油气勘探取得一批重大突破和重要发现，油气增储上产“七年行动计划”圆满收官，原油产量稳中有增、天然气产量较快增长，油气产量当量达到23840.7万吨。

油气勘探

公司大力实施高效勘探，积极推进增储上产良性循环，油气勘探获得3项重要突破。公司国内全年新增探明石油地质储量102385万吨，新增探明天然气地质储量13521亿立方米。

国内油气储量和勘探工作量

	2023	2024	2025
新增探明石油地质储量（万吨）	77386	86864	102385
新增探明天然气地质储量（亿立方米）	7542	9969	13521
二维地震（千米）	3604	3491	2503
三维地震（平方千米）	25078	18114	18023
探井（口）	1356	1246	1169
预探井	684	522	512
评价井	672	724	657



西南油气田川南自205H92平台钻井作业现场

2025年重要油气勘探发现及成果

● 石油 在塔里木盆地富源—果勒地区构建成藏新模式，果探1井奥陶系鹰山组3—4段勘探取得重要发现；持续深化温宿凸起及周缘油气成藏模式研究，浅层吉迪克组砂岩和深层震旦系碳酸盐岩勘探均取得新发现；鄂尔多斯盆地陇东地区延长组前积体新类型风险勘探获重要发现；河套盆地临河坳陷中部洼槽区扎格构造带实施风险勘探，巴探1井在临二段取得重要发现，进一步拓展了勘探领域和空间。 此外，准噶尔盆地中拐凸起石炭—二叠系、鄂尔多斯盆地环江地区中生界石油、鄂尔多斯盆地中浅层常规油勘探、松辽盆地北部西部斜坡中浅层精细勘探、柴达木盆地南翼山新近系中浅层精细勘探、渤海湾盆地歧口深凹区、沧东深凹区沧州市南扇体、饶阳西斜坡赵皇庄地区浅层高效勘探实现规模增储。	● 天然气 四川盆地川西北部柘探1井龙王庙组勘探获重要突破，柘探1井是盆地西北部龙王庙组首口工业气井，实现了盆地寒武系勘探新突破，有望实现“安岳之外找安岳”；川西北部集探1井、川中坡西地区坪探1井飞仙关组鲕滩风险勘探获重要发现。准噶尔盆地南缘优选玛纳斯背斜冲断前鋒带中组合，构建“逆冲通源、逆掩遮挡”成藏新模式，锋探1井天然气勘探获重要突破。柴达木盆地优选紧邻伊北主力生烃凹陷的马仙斜坡，构建迎烃斜坡路乐河组岩性—侏罗系致密气成藏模式，路探1井区侏罗系天然气勘探取得重要突破。 此外，四川盆地川中南充—合川地区二叠系、塔里木盆地库车山前克深31等8个气藏天然气精细勘探、塔西南山前柯东构造带实现规模增储。	● 页岩气 川南大安和泸州页岩气取得新发现。四川盆地川南龙马溪组页岩气勘探，深化深层页岩气地质—工程—经济三甜点评价，自贡、大安、泸州区块勘探开发一体化部署，新增规模天然气探明地质储量。 ● 致密油 松辽盆地构建深凹区扶余致密油成藏新模式，针对垒带、埕带部署实施的3口风险探井获得重要发现，证实凹陷区垒带、埕带整体含油。此外，准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组奇探1井区、松辽盆地北部三肇地区实现规模增储。 ● 致密气 四川盆地天府—梓潼气田沙溪庙组致密气勘探拓展“核心建产区”外围，实现持续规模增储。鄂尔多斯盆地苏里格苏19、苏99区块致密气勘探实现规模增储。
--	---	--



23840.7万吨

国内油气产量当量

10656.3万吨

国内原油产量

1654.6亿立方米

国内天然气产量

油气生产

公司国内全年生产原油10656.3万吨、天然气1654.6亿立方米，同比分别增产41.2万吨、68.2亿立方米；油气产量当量23840.7万吨，创历史新高。

重点油气田开发

公司强化重点油田勘探开发力度，保障国内主要油气田稳产增产。长庆油田油气产量当量连续6年保持6000万吨以上高效稳产。大庆油田继续保持原油3000万吨规模稳产（含塔木察格）。塔里木油田油气产量当量继续保持3300万吨以上。西南油气田天然气产量突破500亿立方米。新疆油田原油产量突破1500万吨。辽河油田保持油气千万吨规模稳产。

老油气田稳产

通过重新评价油藏、重选技术路径、重构层系井网、重调油藏流场、重组地面流程的“五重”技术路线指导，突出压舱石工程示范引领作用，全面优化采收率再提高工程布局，以“10油9气”示范项目，覆盖整装中高渗砂岩、复杂断块、千米井段多薄层、低—特低渗透和砾岩等5类油藏，致密气、碎屑岩、碳酸盐岩和页岩气等4类气藏，探索老油气田高质量稳产的新路径。

油气产能建设

公司不断提升产能建设专业管理水平，产能建设按计划有序推进，重点项目总体效果较好。全年新建原油产能928万吨、天然气产能274亿立方米。

非常规油气

公司加强非常规油气勘探开发技术攻关，非常规油气发展取得新进展。形成了陆相页岩油勘探开发理论技术系列，页岩油产量取得新突破。煤岩气加快增储上产，呈现蓬勃发展态势。

				
页岩油	致密气	页岩气	煤层气	煤岩气
高质量建成新疆吉木萨尔、大庆古龙两个国家级页岩油示范区和长庆庆城生产基地。公司全年页岩油产量突破700万吨达717万吨。	在鄂尔多斯盆地持续拓展致密气区开发范围，积极开展老区调整稳产和新区效益建产；四川盆地致密气快速建产。公司全年致密气产量514.1亿立方米。	围绕“中深层降本增动用、深层提产防复杂、新层系评价定技术”三个层次，建成泸州、渝西两个30亿立方米级深层页岩气田，并落实新层系筇竹寺组有利区资源量13万亿立方米以上。公司全年页岩气产量168亿立方米。	有序实施沁水气田等中浅层老区开发调整和滚动建产，持续加大马必等合作区块产能建设力度。公司全年煤层气产量37.5亿立方米。	聚焦鄂尔多斯盆地东部有利区，加快增储上产和技术迭代，年产量实现跨越式增长。公司全年煤岩气产量39.8亿立方米。

储气库（群）

公司加快推进储气库建设，2025年建成投运长庆榆37、塔里木牙哈和吐哈温八等3座储气库，华北叶县、大庆升平、长庆雷龙湾、吐哈南湖丘东、大港板深37等5座新建续建项目有序推进。截至2025年底，公司建设运营储气库（群）26座。

2025年，全年完成注气量207.6亿立方米，储气能力达到264.4亿立方米。

国内对外合作勘探开发

公司围绕低渗透油气藏、稠油、滩海、高含硫气藏、高温高压气藏、煤层气、致密气等领域，与壳牌公司、道达尔能源公司、雪佛龙公司等合作伙伴在国内合作开展油气勘探开发业务，对外合作稳步推进。

2025年，公司国内对外合作项目油气产量当量为1265.8万吨，其中原油产量190.2万吨，天然气产量135.0亿立方米。长庆苏里格南项目实施AI智能施策，气井管理一井一策，有效支撑老气田稳产，全年增产5133万立方米；西南川中项目天然气年产量超13.5亿立方米，同比增长48%；西南川东北项目资产盈利能力和创效质量显著提升。

国际油气业务

公司围绕中亚—俄罗斯、中东、非洲、美洲和亚太等国际油气合作区，推进海外油气业务稳健运营。油气勘探取得一系列成果，权益产量当量创历史新高。截至2025年底，公司共在全球33个国家和地区开展油气投资业务。

油气勘探

公司加大推进风险勘探与滚动勘探，资源接替得到有力拓展。巴西阿拉姆区块获重要新发现，伊拉克艾哈代布项目滚动增储效果明显，厄瓜多尔安第斯T区块西南新区带勘探获突破，土库曼斯坦阿姆河项目储量规模持续扩大。

油气开发

公司锚定亿吨稳产目标，全力推动落实“一项目一策”工作部署，以“海外压舱石”工程为抓手，科学统筹生产运行安排，全年完成油气权益产量当量10792万吨。

阿姆河B区东部气田骨架工程和产能建设工程顺利投产，为冬季保供夯实基础；乍得新H区块第2批油田产能建设工程全面投产，为项目稳产提供可靠保障；巴西里贝拉梅罗4单元和布兹奥斯6、7单元提前投产，深海业务规模逐步扩大，海外油气产能实现有序接替。



中国石油加拿大首船LNG成功外运

2025年7月23日，满载16万立方米加拿大液化天然气（LNG）的“武当”号LNG运输船从加拿大基蒂马特港口起航，中国石油在加拿大的首船LNG成功外运，中国石油全球化战略在国际LNG市场取得重大突破。

加拿大LNG项目位于加拿大不列颠哥伦比亚省，西临太平洋海岸的基蒂马特港口。此次外运实现了加拿大天然气资源向亚洲市场的直接输送，构建了跨太平洋能源新通道，拓宽了加拿大天然气出口渠道，建立了更加多元化的市场体系。项目创新采用中国、日本、韩国、马来西亚等亚洲主要能源消费国联合开发北美资源的模式，同时整合了日本、美国工程企业的技术优势与中国制造的产能优势，通过资源互补打造了国际能源合作的新范本。

管道建设和运营

公司海外管道建设运行安全平稳。西北、西南跨国油气管道全年输送原油2370万吨、天然气485亿立方米（其中向国内输送原油2370万吨、天然气435亿立方米），油气保供能力持续增强。

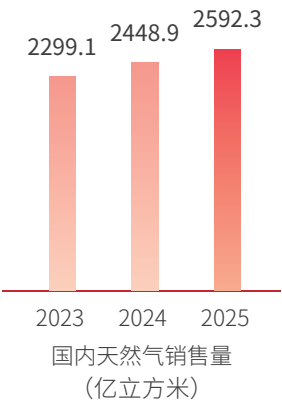
炼油与化工

公司海外炼化项目运行平稳，全年加工原油3372.9万吨。

项目管理

在第二届中国—中亚峰会期间，成功签署哈萨克斯坦奇姆肯特炼厂扩建、阿克纠宾天然气制尿素、北1勘探区块合作框架协议和乌里赫套项目原料气处理合作协议。阿曼5区项目顺利完成第二次合同延期。抢抓重要海域招标机遇，深化超级盆地研究，凭借精准研判、果断决策，与雪佛龙联合中标巴西第五轮OPC招标9个勘探区块，在优化战略布局、进军深水核心领域上实现重大突破。

天然气销售



公司锚定天然气“保供稳效”核心目标，积极推进绿色综合能源供应体系建设，强化营销能力与应急保障，天然气销量实现持续稳定增长。全年实现销量2592.3亿立方米，同比增长5.9%，市场范围覆盖31个省（自治区、直辖市）和香港特别行政区。

天然气市场开发

公司积极深化战略布局，高质量推进天然气市场开发。深耕高端高效市场，响应国家重大生产力布局优化，聚焦关键工业用户市场，持续推进中长期天然气销售协议的签订，累计签约集团用户达到10家，涵盖城燃、新能源、气电、化肥等多个领域。

终端城镇燃气市场构建起覆盖项目前期调研、审批落地、投后运营的全链条专业化管控体系，实现数量质量双提升，2025年新投产并表项目11个，全年新增终端客户约73.79万户。

公司全年终端天然气销售量达697.9亿立方米，较上年增长14.1%。

液化天然气（LNG）

公司加快推进LNG接收站布局，福建LNG接收站项目稳步推进，江苏LNG接收站扩建储罐项目实现全面开工建设。截至2025年底，公司共拥有江苏、唐山2座LNG接收站，全年气化和装车总量共计165.3亿立方米。全年实现14座LNG工厂运行生产，LNG加工量共计37.4亿立方米。

公司持续拓展海上船舶LNG加注业务，2025年新开发香港长洲南锚地和葵青码头、深圳大铲湾码头和招商蛇口码头等4处加注地点，进一步完善了粤港澳大湾区加注网络布局。



新能源

公司加快新能源业务发展，绿色转型迈出坚实步伐。塔里木上库光伏、冀东运城地热供暖等一批标志性项目建成投运，新能源供给能力快速上升。重组成立中油电能公司，着力构建以电能价值链为核心的综合能源供应体系，发展根基持续夯实。

风光发电

塔里木上库130万千瓦光伏等一批标志性项目顺利并网。截至2025年底，风光发电累计建成装机容量超1700万千瓦（含形象进度）。

地热

全年新增地热供暖（制冷）面积超2200万平方米，累计建成面积超7000万平方米（含运维）。

氢能

公司根据市场需求，不断扩大高纯氢供应能力，截至2025年底，高纯氢产能达9600吨/年。供氢中心建设加快推进，克拉玛依石化1500吨/年高纯氢项目建成投产，已形成华北石化、四川石化、长庆石化、庆阳石化、克拉玛依石化五个供氢中心；玉门油田2100吨/年规模化电解水制氢示范项目稳定运行，蓝海新材料、独山子石化电解水制氢项目建设稳步推进。



塔里木油田上库130万千瓦光伏项目并网发电

2025年1月15日，中国石油塔里木油田上库高新区低碳转型130万千瓦光伏项目成功并网发电，刷新了中国石油已投运单体规模最大光伏项目的纪录，对于推动油田绿色低碳转型发展、扩大对外清洁供能、助力当地经济民生改善具有重大意义。

超2200万平方米

全年新增地热供暖（制冷）面积

达9600吨/年

截至2025年底，高纯氢产能



塔里木油田光伏产业蓬勃发展

炼化销售和新材料

18835.2万吨

国内原油加工量

11837.4万吨

国内成品油产量

公司强化创新驱动，加强市场研究，炼化转型升级重点项目稳步推进，经营能力持续提升。全年国内加工原油18835.2万吨，生产成品油11837.4万吨、乙烯930.3万吨。全年新材料产量332.7万吨，同比增长超60%。国内销售成品油11903.9万吨。

炼油与化工

公司聚焦市场需求，精心调配资源，不断优化产品结构，持续推进“减油增化”力度，着眼高质高效，加快转型升级步伐。

国内炼油化工数据

	2023	2024	2025
原油加工量（万吨）	19014.6	18821.7	18835.2
原油加工负荷率（%）	85.6	84.7	84.8
成品油产量（万吨）	12321.0	12060.7	11837.4
汽油	4977.6	4807.7	4531.7
煤油	1503.6	1809.4	2037.0
柴油	5839.9	5443.6	5268.7
润滑油产量（万吨）	223.8	240.6	236.4
乙烯产量（万吨）	800.1	865.2	930.3
合成树脂产量（万吨）	1255.4	1329.2	1390.8
合成纤维产量（万吨）	3.2	3.1	2.5
合成橡胶产量（万吨）	96.6	100.7	110.5
尿素产量（万吨）	230.0	293.0	231.0
合成氨产量（万吨）	187.5	227.5	196.1

炼化产品结构优化

炼化业务锚定“减油增特、减油增化”路线，根据市场需求变化主动调整优化产品结构，增产高端高效产品，实现产业链效益最大化。沥青、石油焦产量创纪录，乙烯产量930.3万吨，同比增加65.1万吨，首次突破900万吨。公司炼厂30项主要技术经济指标中22项同比改善、2项持平。

公司持续进行化工新产品和特色产品研发生产，2025年共开发和生产化工新产品牌号173个，产量145.2万吨。



中国石油广西石化乙烯工程成功投产

2025年10月30日，国家石化产业规划布局重大项目、公司“十四五”重点工程——广西石化乙烯工程在广西钦州港一次投产成功，首批化工产品合格并发运。作为公司首个从炼油转型的炼化一体化标杆项目，广西石化乙烯工程共建设了以120万吨/年乙烯装置为核心的14套化工装置、2套炼油装置及公共辅助设施。投产后生产的高端聚烯烃、官能化橡胶、高端膜料、管材料等产品将填补国内供给缺口。

大型炼化基地建设

截至2025年底，公司国内共拥有大型炼化一体化企业9个，千万吨级规模炼厂14个。

吉林石化炼油化工转型升级项目、广西石化炼化一体化转型升级项目两大乙烯工程实现一次开车成功，独山子石化塔里木二期乙烯项目稳步推进。

新材料开发与应用

公司深入实施新材料提速工程，持续加大在新材料领域规划布局、科研攻关和产能建设方面的力度，全年新材料产量332.7万吨，同比增长63%。大庆石化乳液法ABS、独山子石化POE改造等重点项目建成投产。ABS、丁腈橡胶、溶聚丁苯橡胶、乙丙橡胶、低硫石油焦（含针状焦）、特色沥青等一批“巨人”产品在供给能力、成本控制、科技创新、市场营销等多方面持续扩大领先优势。茂金属聚烯烃开发持续取得重大进展，国产茂金属产品品种和产量持续保持第一；锂电池隔膜料实现跨越式增长，产品在行业龙头企业中的应用持续扩大；高端沥青产品成功用于长安街中修工程，为国家重要活动提供保障。

332.7万吨

全年新材料产量

63%

同比增长



国内首创POE气相聚合工艺实现工业化量产

聚烯烃弹性体（POE）被誉为“工业黄金”，广泛应用于光伏组件、汽车轻量化部件、高端包装等领域。2025年，独山子石化生产POE近6万吨，实现了气相法工业化量产与规模化供应，填补了国内技术空白，有效缓解了我国POE长期依赖进口的局面，提供了稳定可靠的高品质国产化替代方案。

销售

公司精细市场研判，统筹制定市场营销攻坚工程方案，充分发挥产业链一体化优势，加大市场开发力度，着力提升销售质量和效益。

成品油销售

公司构建全域市场分析研判体系，坚持“以销定产、以产促销”，持续深化批零一体、油非互动、油气联动、线上线下营销，全年实现国内销售成品油11903.9万吨。

化工产品销售

公司大力实施市场营销攻坚工程，制定实施营销攻坚举措，全年销售化工产品4860万吨、增长7.9%。

营销网络建设及运营

公司坚持谨慎投资、精准投资、效益投资，持续优化投资策略，加快完善“油气氢电非”综合能源网络布局。2025年新建成投运加油（气）站633座，新建加氢站3座、充换电站2637座。截至2025年底，公司国内运营的加油站总数达到22127座。

11903.9万吨

全年实现国内销售成品油

4860万吨

全年销售化工产品



中国石油昆仑e享卡注册会员破亿

2025年7月14日，中国石油昆仑e享卡会员规模突破1亿人大关。2024年，随着新一代加油站管理系统——加管3.0系统上线，电子加油卡正式升级为昆仑e享卡。目前，昆仑e享卡不仅是广大会员车主的重要支付工具，也成为中国石油重塑消费生态、开展全域营销的核心载体，为进一步加强“人·车·生活”多场景深度融合，持续推动中国石油向“油气氢电非”综合能源服务商转型提供了新动能。

非油品业务

公司非油品业务强化一体化营销、运营与商品协同，突出便利店、线上和大客户三大渠道，做大即时零售、商城、新媒体、企业微信四项业务，着力发展多元业态，不断提升品牌价值。全年实现销售收入234亿元。



便利店员工推介当地芒果

国际贸易

公司妥善应对能源格局重塑、地缘冲突频发、关税政策反复等重大挑战，持续完善亚洲、欧洲和美洲三大油气贸易运营中心运营，不断拓展贸易销售网络，加强海运能力建设，把握能源绿色化、清洁化趋势，积极融入能源转型浪潮。全年完成贸易量5.6亿吨，完成贸易额2643亿美元。

5.6亿吨

全年完成贸易量

2643亿美元

完成贸易额



原油业务

持续提升原油贸易运作能力。做强跨区贸易，运作WTI原油跨区贸易量同比增长20%以上。巩固基准油运作，全球主要基准油交易量排名迈入前三。



天然气业务

积极提升天然气保供效能，圆满完成保供任务；推进优质资源获取，加大东南亚市场开发力度；开拓LNG船加注新业态，全球LNG资源池进一步完善。



成品油业务

成功打通成品油通过中老铁路出口全流程。全年成品油出口同比增长超过5%，市场营销实现新质效。



化工产品业务

积极开拓出口市场，加大海外仓储和物流设施布局力度，实现中亚五国市场销售网络全覆盖。全年出口化工产品同比实现翻番。



海运业务

投资建造的“青城号”LNG船交付使用，自控船队规模持续扩大。租船运输量连续第五年突破1亿吨，经营航线超过300条。



绿能绿矿业务

两绿业务贸易规模大幅提升。全球碳资产池规模和品种不断丰富，生物燃料贸易品种扩展至生物柴油、生物航煤、生物船燃全谱系。打通碳酸锂、铜等产品贸易流程，公司新能源矿产国际供应链不断完善。



中国石油国际事业（新加坡）公司在新加坡合资建设的裕廊环宇燃料储存区

支持和服务

公司充分发挥专业化优势，坚持管理和技术双轮驱动，支持和服务业务的战略支持能力和市场竞争力不断提高，为公司高质量发展提供有力支撑。

油田技术服务

公司油田技术服务业务持续深化改革、全面升级运营管理，加快向自立自强的战略支持转变，奋力迈向产业链中高端，核心竞争力和核心功能显著增强。

油田技术服务数据

		2023	2024	2025
地球物理勘探	二维地震工作量（千米）	18789	16094	20522
	三维地震工作量（平方千米）	83335	82066	83998
钻井	完井数量（口）	9452	9345	8689
	钻井进尺（万米）	2490	2498	2349
测井	测井工作量（井次）	94205	98119	100757
录井	录井工作量（口）	9609	8768	9406
井下作业	井下作业工作量（井次）	112898	121839	113200
	试油测试工作量（层）	13258	14234	15489
海洋工程	海上钻井进尺（万米）	42.2	43.0	52.3

地球物理勘探

公司在全面推广“两宽一高”（宽频、宽方位、高密度）地震技术基础上，持续创新采集关键技术，加大可控震源、节点仪器装备推广应用，全面推进地震采集进入节点化、智能化新时代，围绕超深层勘探、多波多分量、地震地质一体化、全数字节点、物探智算云等重点方向攻关，加快研发资源整合，加速技术突破，为高效勘探提供坚强保障。



2025年，公司完成

二维地震采集作业 **20522** 千米

三维地震采集作业 **83998** 平方千米





满深502—H8井生产现场

10000米

深地川科1井钻探深度突破

钻井

公司聚焦深地超深层、页岩油气等战略领域，强化全过程技术支撑，钻井提速提效取得显著进展。深地塔科1井于10910米处完钻，深地川科1井钻探深度突破10000米。

2025年，公司累计开钻8634口井，完钻8689口井，完成钻井进尺2349万米。其中：全年五类重点井完钻985口，平均钻井周期63.47天，同比提升7.08%。

测井和录井

测井以“强化技术保障、提升支撑能力”为核心，围绕科技创新工程格局，扎实推进技术攻关与服务应用，取得显著成效，全年完成各类测井（射孔）作业100757井次。

录井聚焦重点工程，在核心技术创新突破、高效勘探开发支撑、数智化转型提速升级、市场布局持续拓展等方面成效显著，全年完成各类录井9406口。

井下作业

2025年，公司完成井下作业113200井次，完成压裂工作量7.96万层段。

公司进一步推动电驱压裂规模化应用，绿色低碳压裂成效显著；压裂提速效果明显，整体效率稳步提升。

公司强化风险探井超深井试油保障，取得一批新发现，获得一批高产井，为落实高效增储区提供有力保障。

海洋工程

2025年，海洋工程公司海上开钻203口，交井197口，钻井进尺52.34万米。海外市场高效推进，开钻8口、交井6口，进尺2.88万米。

公司不断开拓外部市场，取得系列成果。卡塔尔RUYA导管架项目成功建造，印尼导管架钻完井项目获高度认可。

油气工程建设

公司持续推进建立健全工程项目全过程精益管理体系，不断优化市场布局与业务结构，市场开拓实现历史性突破。通过科技创新驱动高质量发展，成果转化效能持续释放，高端市场、新兴产业快速壮大。

油气田地面工程

伊拉克西古尔纳-1油田OT2&3项目全面建成投运。赢得伊拉克道达尔能源公司阿塔维天然气处理厂项目，持续巩固道达尔能源的核心供应商地位。

油气储运工程

西气东输三线（中卫—枣阳）、川气东送二线天然气管道工程川渝鄂段（威远/泸县—铜梁）等国家油气基础设施项目建成投产，彰显了公司在超长距离、高压、复杂地形及极端环境下大型天然气干线管道工程的顶尖施工集成能力和全周期履约实力。

炼油化工工程

中国石油吉林石化、广西石化炼化一体化转型升级项目按计划中交、投产。中国石油独山子石化塔里木120万吨/年二期乙烯项目实现管理提质与建设提速。蓝海新材料项目高效推进，中试平台顺利中交。

“双碳”和新兴产业

吉林油田昂格55万千瓦风电和塔里木上库130万千瓦光伏项目成功并网发电。塔里木二期乙烯项目配套绿色低碳示范项目开工建设，为构建“能源—化工—农业”多链协同示范工程和实现乙烯裂解炉近零排放奠定基础。承建国家电投大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目并顺利投产。合肥紧凑型聚变能项目杜瓦底座成功安装，迈出可控核聚变工程化关键一步。

海外业务发展

公司优化全球市场布局，高端市场取得标志性突破。成功签约伊拉克巴士拉海水管道项目、阿联酋LNG输送管线项目、巴布布哈萨AiP5 EPCM项目二期工程等境外项目，在中亚地区建设的首个绿氢项目乌兹别克斯坦塔什干绿氢项目成功投运。



装备制造

公司装备制造业务坚持专业化管理、一体化统筹，持续优化产业结构、转换增长动力、深耕价值创造，经营质效稳中有进，在保障国家能源安全、突破关键核心技术、拓展全球市场布局等方面成效显著。



油气装备业务

大力推动钻机、压裂装备智能化升级，12000米钻机、15000米特深井智能钻机高质量保障深地塔科1井、川科1井建设；175MPa特高压井口刷新压裂酸化作业压力154.7MPa世界纪录；千米级深水钻井隔水管实现国产化替代，技术自主可控迈上新台阶。持续深化业务改革重组，推进产品产业转型升级，业务发展效能不断优化。



炼化与输送装备业务

锚定高效、低碳、智能发展方向，在燃气轮机、工业操作系统、超声波仪表等产品领域加速布局，推出焦浆泵式密闭除焦系统、超临界二氧化碳输送用钢管、深海油气用双金属冶金复合管、11500米连续管等新产品，全力保障国家管网重点项目供应，以高品质产品与技术支撑，赋能炼化转型升级与重大民生工程。



新能源与动力装备业务

加速布局新型储能、高温热泵、井下大功率电加热器、绿电锅炉、CCUS/CCS产业链、“风光电”配套等多元产品体系，构建适配新能源全场景的供应体系，驱动传统动力装备向清洁化、高效化升级，助力能源结构深度转型。



海外装备贸易业务

坚持国际化经营战略，强化“小前线、大后方”国际营销机制，实现海外业务规模与效益双提升。业务遍及全球110多个国家和地区，服务全球4500多家资源企业。通过“区域定制化解决方案+本地化运营”模式，聚焦中东、中亚、拉美等重点市场，精准提升市场占有率；建立重大海外项目协调推进机制，严格践行“24小时响应、48小时解决”的服务承诺，全力保障重点项目履约交付，持续强化品牌影响力，推动国际化经营水平稳步提升。

资本和金融

2025年，资本和金融业务以服务主责主业和实体经济为根本宗旨，坚持“产融结合、以融促产、一体协同、做特做优”工作方针，精准把握公司产业链和价值链特征，持续构建更加贴近主责主业需求的产品和服务体系，强化产投融一体协同，加快推动产融结合向新模式拓展、向新领域延伸，各项工作取得显著成效。

● 财务公司业务

中油财务公司切实履行资金归集、资金结算、资金监控和融资服务职能，着力提高贷款覆盖面，创新研发储气库并购贷、“绿融贷”，全口径资金集中度提升至60%以上，助力资金集中管理和资金使用效率提升。

● 商业银行业务

昆仑银行坚持“做小、做难、做专、做深”的发展路径，存款突破3000亿元，上线矿业权出让金贷款、绿色转型贷款等新产品，落地首笔LNG储运“气易贷”业务，有效满足产业链客户需求，助力促销成品油和化工品383万吨、天然气33亿立方米。

● 信托业务

昆仑信托坚定回归信托本源、服务主责主业，全年共落地绿色信托项目13个，绿色信托存续规模超百亿元，其中新疆油田“风城油田CCUS项目”于2025年获评中国信托业协会“绿色信托十大案例”。

● 金融租赁业务

2025年，昆仑金融租赁完成设备共享租赁平台上线，成功交付首艘17.4万立方米LNG运输船“青城”号，打造全球首个人民币投融资建造的LNG运输船项目。全年新增投放220亿元、租赁资产规模744亿元，均创新高，其中科技租赁投放116.34亿元、增长72%；绿色投放91.4亿元、绿色租赁资产余额占比超过50%。

● 保险和保险经纪业务

专属保险为公司提供3.48万亿元资产、责任及员工健康风险保险保障，全年理赔额超12亿元；海外保险统筹管理取得突破，保障服务范围拓展至26个国家的58个项目。昆仑保险经纪落实“应保尽保、宜统则统”部署，为公司承包商打造专属雇主责任险，为63家主业单位设计271个绿色保险项目，持续提供风险保障。

● 产业资本投资业务

昆仑资本有限公司积极培育新兴产业和未来产业，在新能源、新材料、数智产业、低空经济、可控核聚变等关键领域投资交割15个项目，投资质效创历史同期最好水平。深化“产业+资本+金融”互动，推动多支基金组建，基金业务规模迈上百亿元台阶。

财务报告

合并资产负债表

金额单位：人民币万元

项目	2023	2024	2025
流动资产：			
货币资金	35,505,862	27,345,588	30,691,126
拆出资金	28,748,671	29,870,422	28,096,751
交易性金融资产	12,356,259	12,283,864	13,759,417
衍生金融资产	1,715,437	929,762	934,982
应收票据	55,128	126,818	39,789
应收账款	9,685,406	10,479,579	12,392,404
应收款项融资	1,064,363	818,579	327,910
预付款项	8,500,014	6,934,621	12,792,747
应收保费	12,069	5,070	5,090
应收分保账款	86,160	30,207	35,882
应收分保合同准备金	148,542	66,389	40,131
其他应收款	4,921,773	5,150,456	4,110,648
买入返售金融资产	875,104	1,156,064	1,775,342
存货	22,530,568	21,415,466	19,433,130
合同资产	5,367,219	4,431,454	2,991,244
持有待售资产	459	—	134,018
一年内到期的非流动资产	14,658,882	15,834,489	16,560,838
其他流动资产	16,500,812	15,083,188	16,993,605
流动资产合计	162,732,728	151,962,016	161,115,054
非流动资产：			
发放贷款和垫款	9,789,228	9,394,629	9,984,680
债权投资	8,734,363	8,316,317	7,923,784
其他债权投资	3,519,312	5,029,191	6,684,758
长期应收款	5,932,107	6,183,289	6,312,139
长期股权投资	33,426,004	34,194,207	35,559,844
其他权益工具投资	2,412,834	2,692,798	2,446,460

合并资产负债表（续）

金额单位：人民币万元

项目	2023	2024	2025
其他非流动金融资产	2,655,030	2,714,326	3,533,353
投资性房地产	297,987	333,053	327,753
固定资产	63,600,999	65,867,508	70,783,296
在建工程	26,192,500	25,044,305	24,469,221
油气资产	100,985,225	103,064,298	101,906,618
使用权资产	4,323,918	4,147,138	4,098,910
无形资产	10,785,908	10,773,069	10,985,643
开发支出	131,447	205,784	151,901
商誉	756,381	755,150	738,511
长期待摊费用	3,907,866	4,023,292	3,949,391
递延所得税资产	3,240,682	3,980,785	4,625,107
其他非流动资产	4,093,590	4,835,305	4,583,586
非流动资产合计	284,785,381	291,554,444	299,064,955
资产总计	447,518,109	443,516,460	460,180,009
流动负债：			
短期借款	8,632,709	8,372,877	8,076,049
向中央银行借款	757,025	903,731	727,257
拆入资金	3,334,128	1,911,356	2,138,719
交易性金融负债	359,226	674,986	612,834
衍生金融负债	1,452,782	951,989	761,889
应付票据	6,425,672	3,365,777	2,429,112
应付账款	42,097,633	38,992,057	39,275,960
预收款项	116,651	148,642	195,174
合同负债	11,431,363	11,268,685	11,297,102
卖出回购金融资产款	3,650,433	3,619,666	2,681,351
吸收存款及同业存放	26,351,257	28,546,625	29,951,367
代理买卖证券款	1	1	1

合并资产负债表（续）

金额单位：人民币万元

项 目	2023	2024	2025
应付职工薪酬	7,942,638	7,965,401	7,795,713
应交税费	8,762,326	7,141,269	6,347,002
其他应付款	6,731,086	5,765,255	5,922,599
应付手续费及佣金	1,830	136	2
应付分保账款	71,155	11,859	17,308
持有待售负债	—	—	4,895
一年内到期的非流动负债	12,446,245	5,813,518	6,538,016
其他流动负债	5,208,469	5,136,499	6,352,942
流动负债合计	145,772,629	130,590,329	131,125,292
非流动负债：			
保险合同准备金	531,775	302,776	281,417
长期借款	6,137,232	5,927,099	1,815,333
应付债券	7,140,250	5,903,952	7,199,579
租赁负债	2,079,971	1,686,828	1,136,252
长期应付款	1,260,698	1,240,187	1,134,149
长期应付职工薪酬	148,023	123,283	112,826
预计负债	16,276,172	17,962,517	19,264,189
递延收益	1,042,260	1,163,544	1,201,027
递延所得税负债	5,038,548	5,758,535	5,916,082
其他非流动负债	1,249,900	3,240,973	5,311,333
非流动负债合计	40,904,829	43,309,694	43,372,187
负债合计	186,677,458	173,900,023	174,497,479
所有者权益（或股东权益）：			
实收资本（或股本）	48,705,500	48,789,799	48,866,929
其他权益工具	3,020,515	1,095,028	6,625,065
资本公积	27,168,799	27,114,478	27,069,231
其他综合收益	-763,616	-1,728,865	-2,310,998
专项储备	1,421,080	1,391,061	1,426,363
盈余公积	109,490,596	110,324,138	111,032,710

合并资产负债表（续）

金额单位：人民币万元

项目	2023	2024	2025
一般风险准备	1,253,191	1,300,230	1,330,674
未分配利润	29,405,969	38,557,123	45,552,146
归属于母公司所有者权益（或股东权益）合计	219,702,034	226,842,992	239,592,120
少数股东权益	41,138,617	42,773,445	46,090,410
所有者权益（或股东权益）合计	260,840,651	269,616,437	285,682,530
负债和所有者权益（或股东权益）总计	447,518,109	443,516,460	460,180,009

合并利润表

金额单位：人民币万元

项目	2023	2024	2025
一、营业总收入	316,082,704	313,622,127	305,246,329
其中：营业收入	312,780,449	310,228,394	302,375,344
利息收入	3,020,256	3,080,621	2,654,091
已赚保费	140,254	166,574	90,861
手续费及佣金收入	141,745	146,538	126,033
二、营业总成本	286,307,467	285,708,024	277,769,097
其中：营业成本	230,100,346	233,210,409	228,528,884
利息支出	1,189,117	928,752	741,555
手续费及佣金支出	175,654	211,280	155,704
赔付支出净额	124,764	125,084	110,992
提取保险责任准备金净额	-10,019	13,209	1,486
分保费用	15,500	17,322	9,618
税金及附加	31,275,054	28,365,222	26,158,009
销售费用	7,682,068	7,030,199	6,711,249
管理费用	9,836,223	9,314,492	9,653,314
研发费用	3,384,982	3,545,044	3,607,700
财务费用	440,205	845,244	168,079
其他	2,093,573	2,101,767	1,922,507

合并利润表（续）

金额单位：人民币万元

项目	2023	2024	2025
加：其他收益	2,306,578	2,108,888	2,155,181
投资收益（损失以“-”号填列）	1,835,768	2,491,892	3,171,166
汇兑收益（损失以“-”号填列）	-5,289	-8,770	757
净敞口套期收益（损失以“-”号填列）	—	—	—
公允价值变动收益（损失以“-”号填列）	540,136	1,526,101	285,671
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-588,089	-424,320	-889,767
资产减值损失（损失以“-”号填列）	-3,460,201	-2,078,210	-3,494,759
资产处置收益（损失以“-”号填列）	163,744	115,506	109,343
三、营业利润（亏损以“-”号填列）	30,567,884	31,645,190	28,814,824
加：营业外收入	510,255	630,677	602,788
其中：政府补助	113,960	81,432	186,372
减：营业外支出	2,268,285	2,173,011	1,915,918
四、利润总额（亏损总额以“-”号填列）	28,809,854	30,102,856	27,501,694
减：所得税费用	9,285,401	9,515,796	8,165,523
五、净利润（净亏损以“-”号填列）	19,524,453	20,587,060	19,336,171
（一）按经营持续性分类：			
持续经营净利润	19,524,453	20,587,060	19,336,171
终止经营净利润	—	—	—
（二）按所有权归属分类：			
归属于母公司所有者的净利润	15,085,924	16,134,439	15,208,570
少数股东损益	4,438,529	4,452,621	4,127,601

财务报告文字说明

一、主要会计政策、会计估计的说明

1. 执行的会计准则和会计制度

本公司执行财政部颁布的《企业会计准则——基本准则》和陆续颁布的各项具体会计准则、企业会计准则应用指南、企业会计准则解释及其他相关规定。

2. 会计期间

本集团的会计期间为公历 1 月 1 日至 12 月 31 日。

3. 记账本位币

本公司及绝大多数子公司记账本位币为人民币。本集团合并财务报表以人民币列示。

4. 记账基础和计价原则

以权责发生制为记账基础。本集团采用的计量属性包括历史成本、重置成本、可变现净值、现值和公允价值。

5. 现金及现金等价物的确定标准

现金流量表之现金，指库存现金以及可以随时用于支付的存款。现金流量表之现金等价物，是指持有的期限短（一般是指从购买日起三个月内到期）、流动性强、易于转换为已知金额现金、价值变动风险很小的投资。

6. 外币业务和外币报表折算

(1) 外币业务

外币交易按交易发生日的即期汇率折算成人民币记账。资产负债表日外币货币性项目按资产负债表日的即期汇率折算，由此产生的汇兑损益，生产经营期间发生的，计入财务费用；与购建固定资产、油气资产及其他符合资本化条件的资产相关的，按照借款费用相关规定进行处理；清算期间发生的，计入清算损益。

以历史成本计量的外币非货币性项目，仍采用交易发生日的即期汇率折算，不改变其人民币金额。以公允价值计量的外币非货币性项目，按照公允价值确定日的即期汇率折算为人民币，所产生的折算差额，作为公允价值变动计入当期损益。

(2) 外币报表折算

境外经营的资产负债表中的资产和负债项目，采用资产负债表日的即期汇率折算，所有者权益项目除“未分配利润”项目外，其他项目采用发生时的即期汇率折算。境外经营的利润表中的收入和费用项目，通常采用中国人民银行每日公布人民币汇率中间价在该利润表覆盖区间内的平均数折算。上述折算产生的资产负债表折算差额，在所有者权益项目下“外币报表折算差额”单独列示。实质上构成对境外经营净投资的外币货币性项目，因汇率变动而产生的汇兑差额，在编制合并财务报表时，也作为外币报表折算差额在股东权益项目下单独列示。处置境外经营时，与该境外经营有关的外币报表折算差额，按比例转入处置当期损益。

外币现金流量表的现金及现金等价物的期初余额，按报表期初汇率折算；期末余额按资产负债表日即期汇率折算。其他项目通常按中国人民银行每日公布人民币汇率中间价在该现金流量表覆盖的区间内的算术平均数折算。上述折算产生的现金流量表折算差额在“汇率变动对现金的影响”单独列示。

7. 金融工具

金融工具包括货币资金、除长期股权投资以外的股权投资、应收款项、应付款项、借款、应付债券及股本等。

(1) 金融资产的分类

在初始确认时根据管理金融资产的业务模式和金融

资产的合同现金流量特征，将金融资产分为不同类别：以摊余成本计量的金融资产、以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产及以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产。

(2) 金融负债的分类

将金融负债分类为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债及以摊余成本计量的金融负债。

(3) 减值处理

以预期信用损失为基础，对以摊余成本计量的金融资产、合同资产及以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的债权投资等进行减值会计处理并确认损失准备。

8. 存货

(1) 存货的分类

存货分为原材料、自制半成品及在产品、库存商品（产成品）、发出商品及其他。

(2) 存货取得和发出的计价方法

存货实行永续盘存制，存货在取得时按实际成本计价；领用或发出存货，采用加权平均法确定其实际成本。

(3) 低值易耗品和包装物的摊销

低值易耗品和包装物的摊销在领用时采用一次摊销法，计入相关成本费用。

(4) 期末存货计价原则及存货跌价准备确认标准和计提方法

期末存货按成本与可变现净值孰低原则计价；期末在对存货进行全面盘点的基础上，如存在下列情形的，表明存货的可变现净值低于成本，按单个存货项目的成本高于其可变现净值的差额提取存货跌价准备，对于数量繁多、单价较低的存货，可按存货类别计提存货跌价准备，可变

现净值按估计售价减去估计完工成本、销售费用和相关税费后确定。

① 存货的市场价格持续下跌，并且在可预见的未来无回升的希望；

② 使用该项原材料生产的产品的成本大于产品的销售价格；

③ 因产品更新换代，原有库存原材料已不适应新产品的需要，而该原材料的市场价格又低于其账面成本；

④ 所提供的商品或劳务过时或消费者偏好改变而使市场的需求发生变化，导致市场价格逐渐下跌；

⑤ 其他足以证明该项存货实质上已经发生减值的情形。

9. 合同资产

已向客户转让商品而有权收取对价的权利，且该权利取决于时间流逝之外的其他因素的，确认为合同资产。拥有的无条件（即，仅取决于时间流逝）向客户收取对价的权利作为应收款项单独列示。

10. 长期股权投资

(1) 投资成本的确定

同一控制下的企业合并取得的长期股权投资，在合并日按照取得被合并方所有者权益在最终控制方合并财务报表中的账面价值的份额作为投资成本。

非同一控制下的企业合并取得的长期股权投资，按照合并成本作为长期股权投资的投资成本。

对于以企业合并以外的其他方式取得的长期股权投资：支付现金取得的长期股权投资，按照实际支付的购买价款作为初始投资成本；发行权益性证券取得的长期股权投资，以发行权益性证券的公允价值作为初始投资成本。

(2) 后续计量及损益确认

① 成本法核算的长期股权投资

对子公司的长期股权投资，采用成本法核算。除取得投资时实际支付的价款或对价中包含的已宣告但尚未发放的现金股利或利润外，按照享有被投资单位宣告发放的现金股利或利润确认当期投资收益。

② 权益法核算的长期股权投资

对联营企业和合营企业的长期股权投资，采用权益法核算。初始投资成本大于投资时应享有被投资单位可辨认净资产公允价值份额的差额，不调整长期股权投资的初始投资成本；初始投资成本小于投资时应享有被投资单位可辨认净资产公允价值份额的差额，计入当期损益。

按照应享有或应分担的被投资单位实现的净损益和其他综合收益的份额，分别确认投资收益和其他综合收益，同时调整长期股权投资的账面价值；按照被投资单位宣告分派的利润或现金股利计算应享有的部分，相应减少长期股权投资的账面价值；对于被投资单位除净损益、其他综合收益和利润分配以外所有者权益的其他变动，调整长期股权投资的账面价值并计入所有者权益。

在确认应享有被投资单位净损益的份额时，以取得投资时被投资单位可辨认净资产的公允价值为基础，并按照本集团的会计政策及会计期间，对被投资单位的净利润进行调整后确认。在持有投资期间，被投资单位编制合并财务报表的，以合并财务报表中的净利润、其他综合收益和其他所有者权益变动中归属于被投资单位的金额为基础进行核算。

在确认应分担被投资单位发生的亏损时，按照以下顺序进行处理：首先，冲减长期股权投资的账面价值；其次，长期股权投资的账面价值不足以冲减的，以其他实质上构成对被投资单位净投资的长期权益账面价值为限继续确认投资损失，冲减长期应收项目等的账面价值；最后，经过上述处理，按照投资合同或协议约定企业仍承担额外义务的，按预计承担的义务确认预计负债，计

入当期投资损失。被投资单位以后期间实现盈利的，在扣除未确认的亏损分担额后，按与上述相反的顺序处理，减记已确认预计负债的账面余额、恢复其他实质上构成对被投资单位净投资的长期权益及长期股权投资的账面价值，同时确认投资收益。

③ 长期股权投资的处置

处置长期股权投资，其账面价值与实际取得价款的差额，计入当期损益。

采用权益法核算的长期股权投资，在处置该项投资时，采用与被投资单位直接处置相关资产或负债相同的基础，按相应比例对原计入其他综合收益的部分进行会计处理。因被投资单位除净损益、其他综合收益和利润分配以外的其他所有者权益变动而确认的所有者权益，按比例结转入当期损益。

因处置部分股权投资等原因丧失了对被投资单位的共同控制或重大影响的，处置后的剩余股权改按金融工具确认和计量准则核算，其在丧失共同控制或重大影响之日的公允价值与账面价值之间的差额计入当期损益。原股权投资因采用权益法核算而确认的其他综合收益，在终止采用权益法核算时采用与被投资单位直接处置相关资产或负债相同的基础进行会计处理。因被投资方除净损益、其他综合收益和利润分配以外的其他所有者权益变动而确认的所有者权益，在终止采用权益法核算时全部转入当期损益。

因处置部分股权投资等原因丧失了对被投资单位控制权的，在编制个别财务报表时，处置后的剩余股权能够对被投资单位实施共同控制或重大影响的，改按权益法核算，并对该剩余股权视同自取得时即采用权益法核算进行调整；处置后的剩余股权不能对被投资单位实施共同控制或施加重大影响的，改按金融工具确认和计量准则的有关规定进行会计处理，其在丧失控制之日的公允价值与账面价值间的差额计入当期损益。

处置的股权是因追加投资等原因通过企业合并取得的，在编制个别财务报表时，处置后的剩余股权采用成本法或权益法核算的，购买日之前持有的股权投资因采用权益法核算而确认的其他综合收益和其他所有者权益按比例结转；处置后的剩余股权改按金融工具确认和计量准则进行会计处理的，其他综合收益和其他所有者权益全部结转。

(3) 确定对被投资单位具有共同控制、重大影响的依据

共同控制，是指按照相关约定对某项安排所共有的控制，并且该安排的相关活动必须经过分享控制权的参与方一致同意后才能决策。本集团与其他合营方一同对被投资单位实施共同控制且对被投资单位净资产享有权利的，被投资单位为本集团的合营企业。

重大影响，是指对一个企业的财务和经营决策有参与决策的权力，但并不能够控制或者与其他方一起共同控制这些政策的制定。投资企业能够对被投资单位施加重大影响的，被投资单位为本集团的联营企业。

(4) 减值测试方法及减值准备计提方法

于期末对长期股权投资进行检查，按其可收回金额低于账面价值的差额计提长期股权投资减值准备。长期股权投资减值准备一经计提，以后会计期间不得转回。

对无市价的长期股权投资，存在下列迹象之一的，表明该长期股权投资可能发生了减值：

① 影响被投资单位经营的政治或法律环境发生变化，如税收、贸易等法规的颁布或修订，可能导致被投资单位出现巨额亏损；

② 被投资单位所供应的商品或提供的劳务因产品过时而使市场的需求发生变化，导致被投资单位财务状况发生严重恶化；

③ 被投资单位所在行业的生产技术等发生重大变化，被投资单位已失去竞争能力，导致财务状况发生严重恶化，

如进行清理整顿、清算等；

④ 证据表明该项投资实质上已经不能再给企业带来经济利益的其他情形。

11. 使用权资产

使用权资产按照成本进行初始计量，包括：租赁负债的初始计量金额；在租赁期开始日或之前支付的租赁付款额，存在租赁激励的，扣除已享受的租赁激励相关金额；承租人发生的初始直接费用；为拆卸及移除租赁资产、复原租赁资产所在场地或将租赁资产恢复至租赁条款约定状态预计将发生的成本，但不包括为生产存货而发生的成本。

在租赁期开始日后，采用成本模式对使用权资产进行后续计量。使用权资产折旧年限确定原则：承租人能够合理确定租赁期届满时取得租赁资产所有权的，在租赁资产剩余使用寿命内计提折旧。无法合理确定租赁期届满时能够取得租赁资产所有权的，在租赁期与租赁资产剩余使用寿命两者孰短的期间内计提折旧，如果使用权资产的剩余使用寿命短于前两者，则应在使用权资产的剩余使用寿命内计提折旧。

12. 收入

在履行了合同中的履约义务，即在客户取得相关商品或服务的控制权时，确认收入。合同中包含两项或多项履约义务的，在合同开始日，按照各单项履约义务所承诺商品或服务的单独售价的相对比例，将交易价格分摊至各单项履约义务，按照分摊至各单项履约义务的交易价格计量收入。

13. 政府补助

(1) 政府补助的分类

政府补助主要为财政拨款、财政贴息、税收返还和无偿划拨非货币性资产等。

(2) 政府补助的确认

当本集团能够满足政府补助所附条件，且能够收到政府补助时，予以确认。

(3) 政府补助的会计处理

与资产相关的政府补助确认为递延收益。确认为递延收益的，在相关资产使用寿命内按照合理、系统的方法分期计入当期损益。

与收益相关的政府补助，用于补偿本集团以后期间的相关成本费用或损失的，确认为递延收益，并在确认相关成本费用或损失的期间，计入当期损益或冲减相关成本费用或损失；用于补偿本集团已发生的相关成本费用或损失的，直接计入当期损益或冲减相关成本费用或损失。

(4) 政府补助的计量

政府补助为货币性资产的，按照收到或应收的金额计量；政府补助为非货币性资产的，按照公允价值计量。

14. 递延所得税资产和递延所得税负债

递延所得税资产和递延所得税负债根据资产和负债的计税基础与其账面价值的差额（暂时性差异）计算确认。对于按照税法规定能够于以后年度抵减应纳税所得额的可抵扣亏损和税款抵减，视同暂时性差异确认相应的递延所得税资产。于资产负债表日，递延所得税资产和递延所得税负债，按照预期收回该资产或清偿该负债期间的适用税率计量。

递延所得税资产的确认以很可能取得用来抵扣可抵扣暂时性差异、可抵扣亏损和税款抵减的应纳税所得额为限。对已确认的递延所得税资产，当预计到未来期间很可能无法获得足够的应纳税所得额用以抵扣递延所得税资产时，应当减记递延所得税资产的账面价值。在很可能获得足够的应纳税所得额时，减记的金额予以转回。

同时满足下列条件的递延所得税资产和递延所得税负债以抵销后的净额列示：

(1) 递延所得税资产和递延所得税负债与同一税收征管部门对本集团内同一纳税主体征收的所得税相关；

(2) 本集团内该纳税主体拥有以净额结算当期所得税资产及当期所得税负债的法定权利。

15. 租赁

租赁，是指在一定期间内，出租人将资产的使用权让与承租人以获取对价的合同。在合同开始日，评估合同是否为租赁或者包含租赁。如果合同中一方让渡了在一定期间内控制一项或多项已识别资产使用的权利以换取对价，则该合同为租赁或者包含租赁。为确定合同是否让渡了在一定期间内控制已识别资产使用的权利应进行如下评估：

① 合同是否涉及已识别资产的使用。已识别资产可能由合同明确指定或在资产可供客户使用时隐性指定，并且该资产在物理上可区分，或者如果资产的某部分产能或其他部分在物理上不可区分但实质上代表了该资产的全部产能，从而使客户获得因使用该资产所产生的几乎全部经济利益。如果资产的供应方在整个使用期间拥有对该资产的实质性替换权，则该资产不属于已识别资产；

② 承租人是否有权获得在使用期间内因使用已识别资产所产生的几乎全部经济利益；

③ 承租人是否有权在该使用期间主导已识别资产的使用。

合同中同时包含多项单独租赁的，承租人和出租人将合同予以分拆，并分别各项单独租赁进行会计处理。合同中同时包含租赁和非租赁部分的，承租人和出租人将租赁和非租赁部分进行分拆。在分拆合同包含的租赁和非租赁部分时，承租人按照各租赁部分单独价格及非租赁部分的单独价格之和的相对比例分摊合同对价。

(1) 本集团作为承租人

在租赁期开始日,对租赁确认使用权资产和租赁负债。使用权资产按照成本进行初始计量,包括租赁负债的初始计量金额、在租赁期开始日或之前支付的租赁付款额(扣除已享受的租赁激励相关金额),发生的初始直接费用以及为拆卸及移除租赁资产、复原租赁资产所在场地或将租赁资产恢复至租赁条款约定状态预计将发生的成本。

使用直线法对使用权资产计提折旧。对能够合理确定租赁期届满时取得租赁资产所有权的,本集团在租赁资产剩余使用寿命内计提折旧。否则,租赁资产在租赁期与租赁资产剩余使用寿命两者孰短的期间内计提折旧。

租赁负债按照租赁期开始日尚未支付的租赁付款额的现值进行初始计量,折现率为租赁内含利率。无法确定租赁内含利率的,采用增量借款利率作为折现率。

(2) 本集团作为出租人

在租赁开始日,本集团将租赁分为融资租赁和经营租赁。融资租赁是指无论所有权最终是否转移但实质上转移了与租赁资产所有权有关的几乎全部风险和报酬的租赁。经营租赁是指除融资租赁以外的其他租赁。

16. 报告期会计政策变更

本集团本期无重要会计政策变更情况。

二、主要税费

1. 企业所得税

企业所得税按应纳税所得额计算,适用税率为15%、25%。

财政部、税务总局联合出台《关于进一步完善研发费用税前加计扣除政策的公告》(财政部 税务总局公告2023年第7号),明确自2023年1月1日起,企业开

展研发活动中实际发生的研发费用,未形成无形资产计入当期损益的,在按规定据实扣除的基础上,自2023年1月1日起,再按照实际发生额的100%在税前加计扣除;形成无形资产的,自2023年1月1日起,按照无形资产成本的200%在税前摊销。

根据财政部、税务总局《关于进一步支持小微企业和个体工商户发展有关税费政策的公告》(财政部 税务总局公告2023年第12号)规定,自2023年1月1日至2027年12月31日,对小型微利企业减按25%计算应纳税所得额,按20%的税率缴纳企业所得税政策,延续执行至2027年12月31日。

2020年4月23日,财政部、税务总局、国家发展改革委共同发布了《关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》(财政部 税务总局 国家发展改革委公告2020年第23号),自2021年1月1日至2030年12月31日,对设在西部地区的鼓励类产业企业继续减按15%的税率征收企业所得税。

按照《中华人民共和国企业所得税法》《中华人民共和国企业所得税法实施条例》《高新技术企业认定管理办法》(国科发火〔2016〕32号)以及《高新技术企业认定管理工作指引》(国科发火〔2016〕195号)规定,经认定的高新技术企业,减按15%的税率征收企业所得税;本集团取得《高新技术企业证书》的子公司适用15%的优惠税率。

根据财政部、税务总局联合发布《关于进一步完善研发费用税前加计扣除政策的公告》(财政部 税务总局公告2023年第7号)规定,自2023年1月1日起,企业开展研发活动中实际发生的研发费用,未形成无形资产计入当期损益的,在按规定据实扣除的基础上,再按照实际发生额的100%在税前加计扣除;形成无形资产的,自2023年1月1日起,按照无形资产成本的200%在税前摊销。

根据财政部、税务总局发布《财政部 税务总局关于企业投入基础研究税收优惠政策的公告》(财政部 税务

总局公告 2022 年第 32 号) 规定, 自 2022 年 1 月 1 日起, 对企业出资给非营利性科学技术研究开发机构、高等学校和政府性自然科学基金用于基础研究的支出, 在计算应纳税所得额时可按实际发生额在税前扣除, 并按 100% 在税前加计扣除。对非营利性科研机构、高等学校接收企业、个人和其他组织机构基础研究资金收入, 免征企业所得税。

财政部、税务总局、国家发展改革委、生态环境部发布《关于从事污染防治的第三方企业所得税政策问题的公告》(财政部 税务总局 国家发展改革委 生态环境部公告 2023 年第 38 号), 自 2024 年 1 月 1 日起至 2027 年 12 月 31 日, 明确对符合条件的从事污染防治的第三方企业减按 15% 的税率征收企业所得税。

按照《财政部 税务总局关于节能节水、环境保护、安全生产专用设备数字化智能化改造企业所得税政策的公告》(财政部 税务总局公告 2024 年第 9 号) 要求企业在 2024 年 1 月 1 日至 2027 年 12 月 31 日期间发生的专用设备数字化、智能化改造投入, 不超过该专用设备购置时原计税基础 50% 的部分, 可按照 10% 比例抵免企业当年应纳税额。企业当年应纳税额不足抵免的, 可以向以后年度结转, 但结转年限最长不得超过五年。

本集团在境外所投资的项目和子公司, 按合同和所在国相关税收法规在所在国缴纳税款。

2. 增值税

增值税按应纳税增值额计算。应纳税额按应纳税销售额乘以适用税率扣除当期允许抵扣的进项税额后的余额计算, 适用税率为 6%、9%、13%。

根据财政部、海关总署、税务总局《关于“十四五”期间能源资源勘探开发利用进口税收政策的通知》(财关税〔2021〕17 号), 自 2021 年 1 月 1 日至 2025 年 12 月 31 日期间, 对经国家发改委核(批) 准建设的跨境天然气管道和进口液化天然气接收储运装置项目, 以及经省级政府

核准的进口液化天然气接收储运装置扩建项目进口的天然气(包括管道气和液化天然气), 按一定比例返还进口环节增值税; 对在中国陆上特定地区进行石油(天然气) 勘探开发的自营项目, 进口符合规定的设备、仪器、零附件、专用工具, 免征进口关税; 对在经国家批准的陆上石油(天然气) 中标区块内进行石油(天然气) 勘探开发作业的中外合作项目、在中国海洋进行石油(天然气) 勘探开发作业的项目、海上油气管道应急救援项目、在中国境内进行煤层气勘探开发作业的项目, 进口符合规定的设备、仪器、零附件、专用工具, 免征进口关税和进口环节增值税。

根据财政部、税务总局《关于增值税小规模纳税人减免增值税政策的公告》(财政部 税务总局公告 2023 年第 19 号) 为进一步支持小微企业和个体工商户发展, 现将延续小规模纳税人增值税减免政策公告对月销售额 10 万元以下(含本数) 的增值税小规模纳税人, 免征增值税。增值税小规模纳税人适用 3% 征收率的应税销售收入, 减按 1% 征收率征收增值税; 适用 3% 预征率的预缴增值税项目, 减按 1% 预征率预缴增值税。执行至 2027 年 12 月 31 日。

根据财政部、税务总局《关于先进制造业企业增值税加计抵减政策的公告》(财政部 税务总局公告 2023 年第 43 号) 和工业和信息化部办公厅、财政部办公厅、国家税务总局办公厅《关于 2024 年度享受增值税加计抵减政策的先进制造业企业名单制定工作有关事项的通知》(工信厅联财函〔2024〕248 号) 要求, 自 2023 年 1 月 1 日至 2027 年 12 月 31 日, 允许先进制造业企业按照当期可抵扣进项税额加计 5% 抵减应纳税额。先进制造业企业是指高新技术企业(含所属的非法人分支机构) 中的制造业一般纳税人, 高新技术企业是指按照科技部、财政部、国家税务总局《关于修订印发(高新技术企业认定管理办法) 的通知》(国科发火〔2016〕32 号) 规定认定的高新技术企业。

境外子企业适用当地税率。

3. 附加税费

城市维护建设税按实际缴纳增值税额和消费税额的1%、5%或7%计算；教育费附加按实际缴纳增值税额和消费税额的3%计算。

4. 消费税

消费税按应税产品的销售数量计算缴纳。汽油、石脑油、溶剂油和润滑油按每升1.52元，柴油和燃料油按每升1.20元计算应纳税额。

根据财政部、税务总局发布《关于部分成品油消费税政策执行口径的公告》（财政部 税务总局公告2023年第11号），自2023年6月30日起，对烷基化油（异辛烷）按照汽油征收消费税；对石油醚、粗白油、轻质白油、部分工业白油（5号、7号、10号、15号、22号、32号、46号）按照溶剂油征收消费税；对混合芳烃、重芳烃、混合碳八、稳定轻烃、轻油、轻质煤焦油按照石脑油征收消费税；对航天煤油参照航空煤油暂缓征收消费税。

根据财政部、税务总局发布《关于继续对废矿物油再生油品免征消费税的通知》（财政部 税务总局公告2023年第69号），明确纳税人利用废矿物油生产的润滑油基础油、汽油、柴油等工业油料免征消费税，执行至2027年12月31日。

根据财政部、国家税务总局《关于继续提高成品油消费税的通知》（财税〔2015〕11号），自2015年1月13日起，将汽油、石脑油、溶剂油和润滑油的消费税单位税额由1.4元/升提高到1.52元/升，将柴油、航空煤油和燃料油的消费税单位税额由1.1元/升提高到1.2元/升，航空煤油继续暂缓征收。

根据财政部、国家税务总局《关于对成品油生产企业生产自用油免征消费税的通知》（财税〔2010〕98号），

从2009年1月1日起，本集团在生产成品油过程中，作为燃料、动力及原料消耗掉的自产成品油，免征消费税。

根据《用于生产乙烯、芳烃类化工产品的石脑油、燃料油退（免）消费税暂行办法》（国家税务总局公告2012年第36号），本集团将自产的石脑油、燃料油用于集团内企业连续生产乙烯、芳烃类化工产品以及按照国家税务总局下发石脑油、燃料油定点直供计划销售自产石脑油、燃料油免征消费税。

5. 资源税

资源税按原油、天然气、页岩气等应税资源产品的销售额计算，适用税率为1%至6%。

根据《中华人民共和国资源税法》，开采原油以及在油田范围内运输原油过程中用于加热的原油、天然气免征资源税；从低丰度油气田开采的原油、天然气，减征20%资源税；高含硫天然气、三次采油和从深水油气田开采的原油、天然气，减征30%资源税；稠油、高凝油减征40%资源税。

2018年3月29日，根据财政部、税务总局《关于对页岩气减征资源税的通知》（财税〔2018〕26号），为促进页岩气开发利用，有效增加天然气供给，自2018年4月1日至2021年3月31日，对页岩气资源税（按6%的规定税率）减征30%。2021年3月15日，财政部、税务总局发布了《关于延长部分税收优惠政策执行期限的公告》（财政部 税务总局公告2021年第6号），税收优惠政策于2021年3月31日到期后，执行期限延长至2023年12月31日。2023年9月20日，财政部、税务总局发布了《关于继续实施页岩气减征资源税优惠政策的公告》（财政部 税务总局公告2023年第46号），在2027年12月31日之前，继续对页岩气资源税（按6%的规定税率）减征30%。

6. 石油特别收益金

石油特别收益金按销售国产原油价格超过一定水平所获得的超额收入计算，适用税率为 20% 至 40%。

根据财政部《关于提高石油特别收益金起征点的通知》（财税〔2014〕115 号），经国务院批准，财政部决定从 2015 年 1 月 1 日起，将石油特别收益金起征点提高至 65 美元 / 桶，仍实行 5 级超额累进从价定率计征。

7. 矿业权出让收益

矿业权出让收益包括探矿权（采矿权）成交价和逐年征收的采矿权出让收益，探矿权（采矿权）成交价在出让

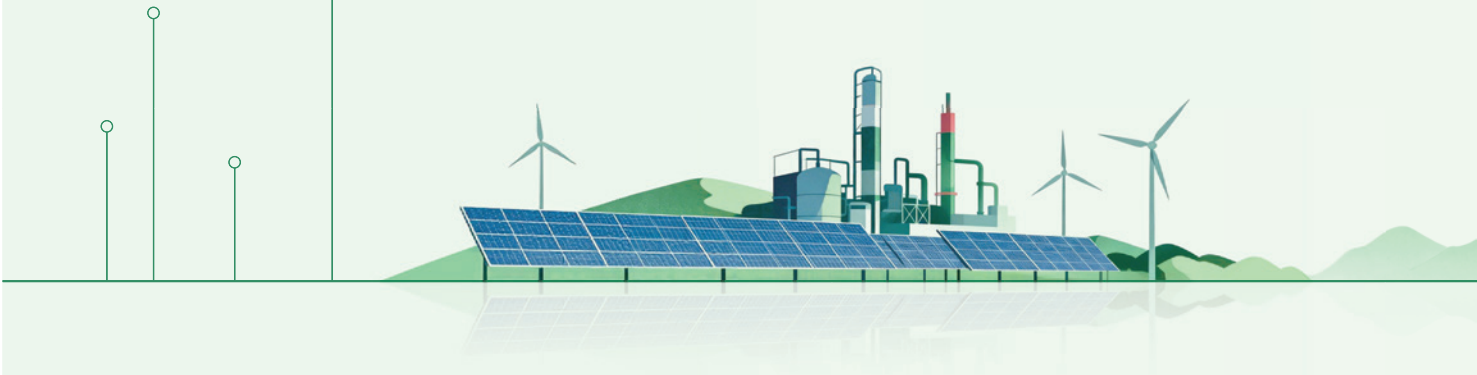
时确认并征收。逐年征收的采矿权出让收益按年度矿产品销售收入计算缴纳，适用税率为 0.3% 至 0.8%。

根据财政部、自然资源部、税务总局《关于印发〈矿业权出让收益征收办法〉的通知》（财综〔2023〕10 号），矿业权出让收益 = 探矿权（采矿权）成交价 + 逐年征收的采矿权出让收益。探矿权（采矿权）成交价主要依据矿业权面积，综合考虑成矿条件、勘查程度、矿业权市场变化及竞争情况等因素确定，在探矿权（采矿权）出让时征收。逐年征收的采矿权出让收益 = 年度矿产品销售收入 × 矿业权出让收益率，石油、天然气、页岩气、天然气水合物陆域矿业权出让收益率为 0.8%，海域矿业权出让收益率为 0.6%，煤层气矿业权出让收益率为 0.3%。



大事记

- 1月**
 - 1月5日** 中国石油深地塔科1井于10910米处完钻。
- 3月**
 - 3月14日** 与山西省人民政府签署战略合作协议。
- 4月**
 - 4月18日** 签约成为2025年第12届世界运动会油气及清洁能源类官方赞助商。
- 5月**
 - 5月10日** “2025中国品牌价值评价信息”发布，中国石油品牌价值突破4000亿元，首次荣登中国第一。
 - 5月13日** 与中国中信集团有限公司签署战略合作协议。
 - 5月28日** 发布3000亿参数昆仑大模型。
- 6月**
 - 6月16日** 与哈萨克斯坦方面签署多项能源合作协议。
 - 6月17日** 与雪佛龙公司联合中标巴西福斯杜亚马孙盆地9个勘探区块。
 - 6月30日** 与中国邮政集团签署战略合作协议。
- 7月**
 - 7月11日** 中国石油墨策创新研究院在北京和德国慕尼黑揭牌。
 - 7月14日** 联合承办第12届世界化学工程大会暨第21届亚太化工联盟大会。
 - 7月22日** 参股的中国聚变能源有限公司在上海挂牌成立。



- 
- 8月** → **8月31日** 吉林石化新建 120 万吨 / 年乙烯装置一次开车成功。
- 9月** → **9月4日** 与香港大学签署战略合作协议。
9月24日 与中国宝武签署战略合作协议。
9月25日 中国石油成立 75 周年。
- 10月** → **10月15日** 深地川科 1 井钻探深度突破 10000 米。
10月30日 广西石化乙烯工程成功投产。
- 11月** → **11月5日** 在第八届中国国际进口博览会期间，举办中国石油国际合作论坛暨签约仪式。
11月17日 中国石油集团电能有限公司在北京揭牌。
11月18日 与四川省人民政府签署战略合作协议。
11月25日 举办第七届中俄能源商务论坛。
11月28日 与西安石油大学签署战略合作协议。
- 12月** → **12月3日** 与山东重工集团有限公司签署战略合作协议。
12月25日 油气地球物理勘探国家技术创新中心正式揭牌。

术语表

探明储量

按中国国家标准,是指在油气藏评价阶段,经评价钻证实油气藏(田)可提供开采并能获得经济效益后,估算求得的、确定性很大的储量,其相对误差不超过±20%。

油气当量

将天然气产量按热值折算为原油产量的换算系数。本报告中,1255 立方米天然气相当于 1 吨原油。

采收率

从地下油(气)藏可采出的油(气)占地质储量的百分数。

递减率

油气田开发到一定时间后,产量将按照一定规律递减,一般分为自然递减率和综合递减率。自然递减率为下阶段采油量与上阶段采油量之比,不包括各种增产措施增加的产量;综合递减率则指包含新井投产及各种增产措施情况下的产量递减率,反映油气田实际产量的递减状况。

注水开发

油田开发到一定时间后,油层压力不断下降。通过注水井把水注入油层,补充和保持油层压力,以获得较高的采收率,实现油田高产稳产。

三次采油

利用各种物理、化学方法,通过注入流体或热量来改变原油黏度或改变原油与地层中的其他介质的界面张力等,驱替油层中不连续的和难开采的原油达到进一步提高原油采收率的目的。三次采油的方法主要有热力采油法、化学驱油法、混相驱油法等。

三元复合驱

由碱、表面活性剂、聚合物复配而成的驱油体系,既有较高的黏度,又能与原油形成超低的油水界面张力,提高洗油能力。

液化天然气(LNG)

气田生产的天然气经过除液、除酸、干燥、分馏处理后,经低温高压使天然气由气态转变成液态,形成液化天然气。

水平井

按既定的方向偏离井口垂线约 90 度左右,钻达目的层并维持一定长度的特殊井。水平井的主要优点是可以提高单井产量和采收率,延长开采周期,减少钻井过程中的排污量和占地面积等。

HSE管理体系

健康(Health)、安全(Safety)和环境(Environment)管理体系是由组织实施健康安全与环境管理的组织机构、职责、做法、程序、过程和资源等要素有机构成的整体。

职业病

劳动者在职业活动中，因接触粉尘、放射性物质和其他有毒有害物质等引起的疾病。

互联网+

即“互联网 + 各传统行业”，利用信息通信技术及互联网平台，让互联网与传统行业进行深度融合，创造新的发展生态。

挥发性有机物（VOCs）

根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》（环办〔2015〕104 号）等国家标准规定，参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据规定的方法测量或核算确定的有机化合物。

二氧化碳捕集、利用与封存（CCUS）

将二氧化碳从工业或相关能源产业的排放源中分离出来，封存在地质构造中或加以利用，长期与大气隔绝的过程，是以减少人为二氧化碳排放为目的的技术体系。

说明

为便于表达和阅读，“中国石油天然气集团有限公司”在本报告中还以“中国石油”“集团公司”“公司”和“我们”表示。本报告以中文和英文出版，若有歧义产生，以中文版本为准。

本报告采用可再生纸印刷。



您可以登录本公司网站
www.cnpc.com.cn

或扫描二维码
浏览和下载本报告的电子文本，
了解更多相关信息。

策划：中国石油天然气集团有限公司国际部
编辑：中国石油集团经济技术研究院
设计：北京理想概念文化传媒有限公司

绿色发展 奉献能源

为客户成长增动力 为人民幸福赋新能