



2021 年度报告

中国石油天然气集团有限公司

关于我们

中国石油天然气集团有限公司是一家集油气勘探开发和新能源、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公司。

■ 企业愿景

建设基业长青世界一流综合性国际能源公司

■ 发展战略

创新 资源 市场 国际化 绿色低碳

■ 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

目录

董事长致辞	02
总经理报告	04
重点数据	06
公司治理	07
重点专题	10
2021年油气行业回顾	14
环境与社会	16
人力资源	24
科技与创新	32
年度业务回顾	38
财务报告	56
大事记	68
术语表	70



董事长致辞

2021年是“十四五”开局之年。面对世纪疫情、百年变局，公司抓住国际油价回升、我国经济持续稳定恢复等有利时机，谋篇布局，着力稳增长、调结构、提质量、增效益、防风险，实施一系列开创性举措，取得了一批历史性突破、标志性成果，在党和国家具有里程碑意义之年交出了一份亮丽成绩单。

习近平总书记和党中央高度重视能源安全，强调要深入推动能源革命，加快建设能源强国。我们深入学习领会“端牢能源饭碗”的深刻内涵，聚焦主责主业，全力保障能源供应。2021年，公司油气保障量、油气产量当量、国内外新增探明油气地质储量、国内天然气产销量、乙烯产量等主要指标均创历史新高。国内原油产量、海外油气权益产量当量均保持1亿吨以上稳中有增，国内天然气产量同比增长5.5%；国内原油勘探新获5项重大战略突破和15项重要发现，天然气勘探落实形成两个万亿立方米级大气区；依托海外油气运营中心和全球贸易网络，公司资源优化配置能力不断提高，全年实现国际贸易量4.9亿吨。

绿色低碳已成为当今时代发展的主旋律。我们积极落实国家“双碳”部署，加快绿色转型，着力奉献清洁能源，呵护绿水青山。公司研究制定并推进实施新能源新业务规划和绿色低碳行动计划，提出公司碳达峰碳中和时间表和路线图，明确“清洁替代、战略接替、绿色转型”三步走的总体部署，推进实施以“六大基地”和“五大工程”为核心的绿色产业布局，绿色低碳转型取得重要进展。天然气在油气产量结构中占比稳步提高，围绕风、光、热、电、氢部署实施一批新能源项目，化石能源与新能源全面融合发展的“低碳能源生态圈”建设有序推进。公司积极参与应对气候变化行动，发起成立中国油气企业甲烷控排联盟，能效水平持续提升，温室气体排放量、甲烷排放强度实现同步下降。

科学规范、运行有效的治理体系是公司发展的制度保障。我们持续深化企业改革，制定实施关于推进公司治理体系和治理能力现代化的指导意见和关于深化体制机制改革的意见，优化完善公司治理的结构体系、组织体系、运

行体系、制度体系、监督体系和党建体系，中国特色、石油特点的现代企业制度顶层设计和建设取得标志性成果。公司总部组织体系优化调整平稳有序完成，油气和新能源、炼化销售和新材料、支持和服务、资本和金融四大业务板块完成组建并有效运营。国企改革三年行动纵深推进，各项重点任务不断实现新突破、取得新成效，改革红利初步显现。

科技是第一生产力。我们把创新作为第一战略，着力高水平科技自立自强，努力建设国家战略科技力量和能源与化工创新高地。迪拜、深圳和上海三家新设立的研究院正式挂牌，中国石油-北京大学创新联合体创建成立，多个新能源领域重点平台启动建设，科技改革迈出关键步伐，科技体制机制进一步健全完善，一批重大科技专项部署实施，关键核心技术攻关取得新突破。启动实施一批数字化转型、智能化发展试点，“数字中国石油”建设加快推进。

员工是企业的宝贵财富。我们坚持把员工的生命安全和身心健康放在首位，贯彻国家新《中华人民共和国安全生产法》，统筹推进安全生产专项整治三年行动计划和QHSE体系审核，全面开展高风险员工差异化体检、健康风险评估和干预，健康企业建设取得初步成效。慎终如始抓好常态化疫情防控，突出重点地区、重点企业的防控工作巡检。快速反应打赢了突发疫情阻击战。高度重视海外疫情防控和海外员工生命安全与身心健康，海外员工全年无新冠亡人病例。

企业的成长离不开社会支持，回报社会是企业的价值所在。我们积极履行社会责任，践行央企责任担当。全年投入乡村振兴和对口支援资金近3亿元，实施帮扶项目近600个，切实推进巩固拓展脱贫攻坚成果同乡村振兴有效衔接。面对下半年全国能源供应紧张的严峻形势，千方百计筹措资源，全力以赴保障天然气和柴油供应，有效稳定了市场供给。第一时间驰援河南防汛抢险，积极参与陇东、陕北旱情救助，长庆救援队受到国家安全生产应急救援中心表彰。作为北京2022年冬奥会和冬残奥会官方油气合作伙伴，我们全力做好清洁能源供应，服务冬奥村筹备、运行，为办好简约、安全、精彩的奥运盛会贡献石油力量。

成绩取得，十分不易、成之惟艰。我谨代表公司董事会和管理层，向所有关心支持中国石油发展的社会各界表示衷心的感谢！

2022年是党的二十大召开之年，也是公司实施“十四五”规划、推进基业长青世界一流企业建设的重要一年。面对国际经营环境更趋复杂严峻、绿色低碳转型和新一轮油气技术革命加速推进等新趋势新特点，我们将完整、准确、全面贯彻新发展理念，服务和融入新发展格局，着力发展主营业务，强化企业管理、改革创新、提质增效、绿色转型、数字化转型和风险防范，全力开创公司高质量发展新局面，为保障国家能源安全、建设能源强国，为稳定宏观经济大盘、保持社会大局稳定作出积极贡献。

董事长





总经理报告

2021年，面对经济回暖、国际油价上行的有利形势，中国石油按照董事会确定的工作思路，统筹推进业务发展、改革创新、提质增效、安全环保、疫情防控等各项工作，油气两条产业链平稳运行，主要生产指标稳定增长，主要财务指标均创历史新高。全年实现营业收入28073亿元，利润总额1665亿元，净利润1003亿元，创2014年这一轮行业周期以来的最好水平，实现“十四五”良好开局。

这一年，我们加强增储上产和绿色低碳转型，油气和新能源业务取得了一系列新进展新突破。加大国内油气勘探开发力度，发现落实11个亿吨级、12个千亿立方米规模储量区，全年新增探明石油技术可采储量1.47亿吨、天然气技术可采储量3658亿立方米；生产原油10311万吨、天然气1378亿立方米，产量当量再创历史新高。海外油气合作稳中有进，勘探获多个亿吨级发现，全年实现油气权益产量当量10139万吨、连续第三年稳产在1亿吨以上。天然气销售量效齐增，国内销量首次突破2000亿立方米达2056亿立方米。新能源事业迈出坚实步伐，建成投产玉门20万千瓦光伏发电项目等新能源新产业项目39个，京津冀地热供暖示范基地和吉林、大庆、青海等一批风光发电项目及CCUS项目稳步推进。油田技术服务业务持续开展关键核心技术攻关，服务水平和市场竞争力持续提升。

这一年，我们推进转型升级和产销协同，炼化销售和新材料业务质量效益稳步提升。坚持减油增化，全年国内加工原油16674万吨，生产成品油10892万吨，成品油收率同比降低1.7个百分点；化工装置保持高负荷运行，全年生产乙烯671.3万吨、增长5.8%，合成树脂、合成橡胶等高效产品产量分别增长6.0%和4.3%；实施新材料提速工程，新材料产量同比大幅增长。突出零售提质、批直提量，国内销售成品油11126万吨，市场份额同比提高0.1个百分点。优化化工营销网络布局，加强产品线专业化管理，全年化工产品销售量达3716万吨，实现销量、效益同步增长。立足两种资源两个市场，加大海外份额油气销售力度，拓宽炼化产品海外市场，国际贸易保供增效作用明显增强。

这一年，我们提升服务水平和专业化发展能力，支持和服务业务保障作用更加凸显。各工程建设企业发力项目精益管理，高质量推进重点工程建设，承建的两项工程获国家优质工程金奖。各装备制造企业深入推进关键核心技术装备研发应用，大力开展“制造+服务”“产品+服务”，生产效率和产品质量不断提升。各研究咨询机构围绕宏观大势、行业趋势、市场走势，开展高质量研究咨询和技术经济论证，较好发挥了决策支持作用。

这一年，我们抓好产融业务与市场服务“双轮驱动”，资本和金融业务实现新发展。中油资本积极拓展绿色金融、新能源等业务，健全合规和风控预警体系，服务能力和市场营销能力不断增强，资产质量进一步夯实，全年实现净利润 115.6 亿元。中油财务公司、中意人寿分获“2021 中国金融机构金牌榜·金龙奖”最佳服务财务公司和最佳合资寿险公司。投资百亿组建的昆仑资本基本完成首支绿色低碳创新基金设立工作，实现良好起步开局。

与此同时，我们深化改革创新和提质增效，高质量发展基础不断夯实。公司深入贯彻国企改革三年行动方案，推进实施“油公司”模式改革、三项制度改革等一系列重要改革措施并取得实质进展；完成集团总部组织体系优化调整，四大业务板块（子集团）成功组建、有效运行。着力打造提质增效“升级版”，全年实现增效 128 亿元。狠抓亏损企业治理，全级次亏损企业亏损额同比大幅减少，亏损额、亏损面和亏损户数均为近十年最低。聚焦高水平科技自立自强，部署实施一批重大科技专项和关键核心技术攻关任务，取得一系列标志性成果和重大突破。全力推动数字化转型、智能化发展，智能运营中心建成投运，数字化转型试点全面启动，具有自主知识产权的昆仑 ERP 系统填补国内空白、整体水平国际先进。

我们强化责任落实和从严从实，安全环保工作稳中向好。扎实推进安全生产专项整治三年行动，宣传贯彻新《中华人民共和国安全生产法》，一体化、差异化、精准化开展 QHSE 审核，强化井控、油气泄漏等重大风险防控，持续加强承包商管理，全年未发生较大及以上生产安全事故，一般 A 级工业生产亡人事故起数、死亡人数连续第二年降

至个位数。制定实施绿色企业创建行动指导意见，推动上下游产业清洁化、低碳化和循环化改造升级，加强温室气体和 VOCs 协同管控，全面完成历史遗留含油污泥清零任务，全年未发生较大及以上环境污染和生态环境破坏事件。全年实现节能量 74 万吨标准煤、节水量 1049 万立方米，公司荣获“中国低碳榜样”和“2021 年度碳中和典范企业”称号。

新的一年，公司生产经营面临的形势更加错综复杂。重大“黑天鹅”和“灰犀牛”事件接踵而至，大宗商品价格高位波动，新型变异病毒传播为经济增长带来不确定性；我国经济稳中求进、长期向好，但面临需求收缩、供给冲击、预期转弱三重压力；国家大力推进碳达峰碳中和“1+N”政策体系实施，为公司油气两条产业链和新能源新材料加快发展提供了难得机遇，同时也提出了更高要求。面对新形势新变化新要求，我们将保持战略定力，客观辩证分析研判形势，抢抓发展机遇、有效应对挑战，顺势而为、乘势而上做好全年工作，确保生产经营稳定增长、质量效益持续提升，全力推动公司高质量发展，奋力推进基业长青世界一流企业建设目标实现。

总经理



重点数据

	2019	2020	2021
财务数据			
营业总收入 (人民币亿元)	27714	20871	28073
利润总额 (人民币亿元)	1204	875	1665
净利润 (人民币亿元)	596	503	1003
实现税费 (含境外) (人民币亿元)	4045	3158	3980
油气生产			
原油产量 (万吨)	18102.7	17864.2	17943.5
国内	10176.9	10225.3	10310.6
海外 (权益)	7925.8	7638.9	7632.9
天然气产量 (亿立方米)	1503.0	1603.5	1692.4
国内	1188.0	1306.0	1377.9
海外 (权益)	315.1	297.5	314.5
炼油与化工			
原油加工量 (万吨)	20796.7	19182.7	20080.9
国内	16844.0	16001.6	16673.9
海外	3952.7	3181.1	3407.0
国内成品油产量 (万吨)	11913.3	10723.4	10891.7
国内润滑油产量 (万吨)	163.0	157.5	188.9
国内乙烯产量 (万吨)	586.3	634.5	671.3
销售			
国内成品油销售量 (万吨)	11959.4	10650.7	11125.6
国内加油站数量 (座)	22365	22612	22684
国内天然气销售量 (亿立方米)	1812.9	1846.6	2055.5

公司治理

中国石油天然气集团有限公司是国有独资企业，根据《中华人民共和国公司法》《中华人民共和国企业国有资产法》和《中国共产党章程》《中国共产党党组工作条例》等法律法规的要求和国务院国有资产监督管理委员会的部署，构建并不断完善党组、董事会和经理层权责法定、权责透明、协调运转、有效制衡的法人治理结构。

董事会

董事会是公司的经营决策主体，定战略、作决策、防风险，依照法定程序和公司章程行使对公司重大问题的决策权。

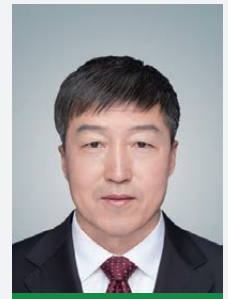
董事会下设战略发展委员会、提名委员会、薪酬与考核委员会、审计与风险管理委员会 4 个专门委员会，为董事会决策提供咨询和建议。



戴厚良
董事长



侯启军
董事



段良伟
董事



李建红
外部董事



石岩
外部董事



杨亚
外部董事



高云虎
外部董事



杨华
职工董事

公司高层



戴厚良
董事长、党组书记



侯启军
董事、总经理、
党组副书记



段良伟
董事、党组副书记



焦方正
党组成员、副总经理



蔡安辉
党组成员、总会计师



黄永章
党组成员、副总经理、
安全总监



钱朝阳
党组成员、
纪检监察组组长

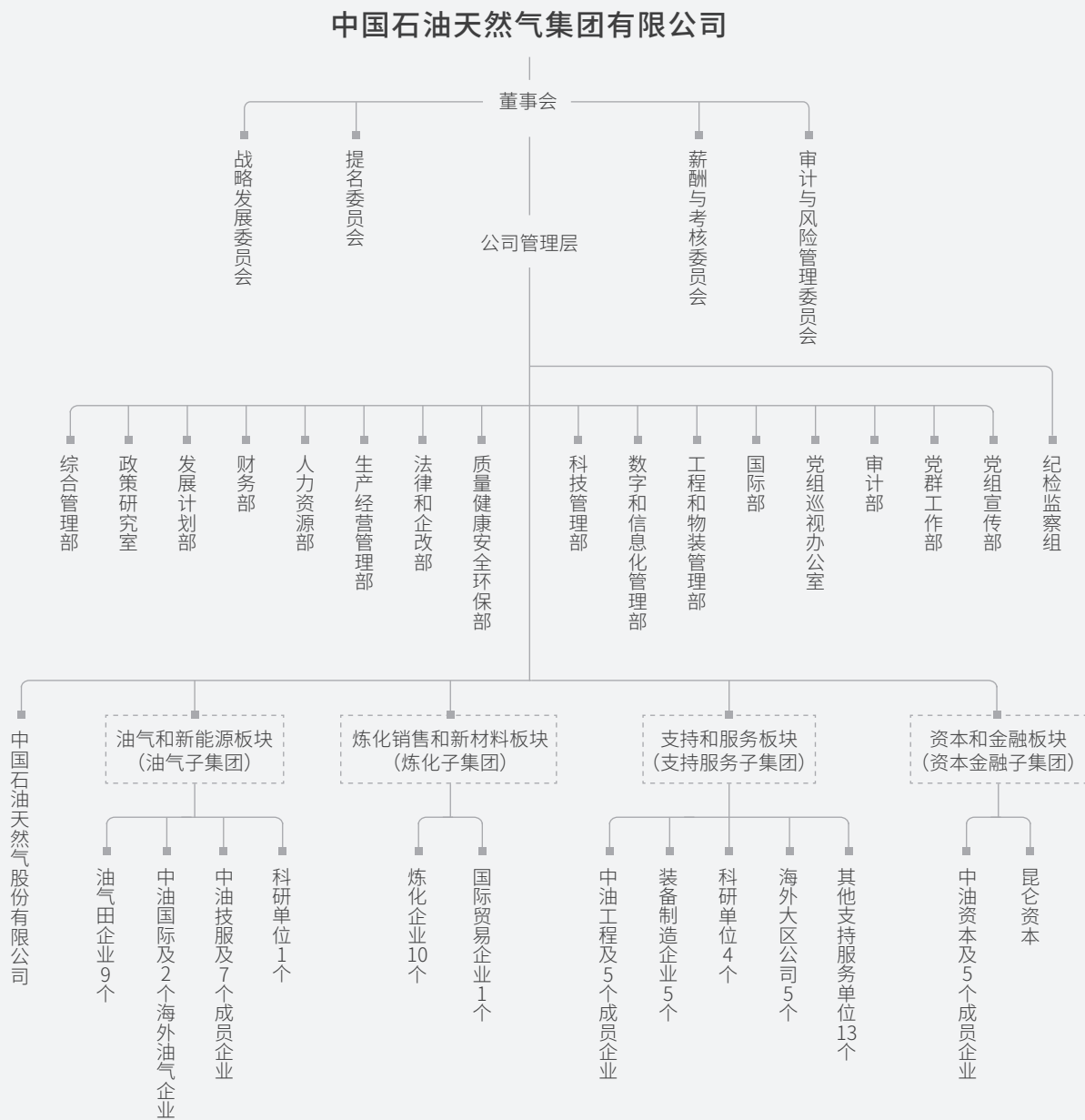


任立新
党组成员、副总经理



谢 军
党组成员、副总经理

组织机构 (截至 2021 年 12 月 31 日)



重点 专题

推进绿色发展 助力“双碳”目标实现

以全球变暖为主要特征的全球气候变化已经成为 21 世纪人类面临的紧迫危机和严峻挑战，减少碳排放以应对气候变化已成为全球共识。2020 年，中国向国际社会作出力争 2030 年前实现碳达峰、努力争取 2060 年前实现碳中和的郑重承诺。《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》明确提出要加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系。能源生产与消费更加高效、清洁是大势所趋，能源绿色转型步伐正在加快。

中国石油作为中国最大的油气生产供应商，坚持“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，持续加大清洁能源生产供应和节能减排力度，在维护国家能源安全的同时，努力成为能效“领跑者”，助力国家“双碳”目标实现。

筑牢顶层设计 明确绿色发展方向

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”三步走的总体部署，提出公司碳达峰碳中和时间表和路线图，力争 2025 年左右实现碳达峰，2035 年外供绿色零碳能源超过自身消耗的化石能源，力争 2050 年左右实现“近零”排放，确保 2060 年前实现碳中和。

围绕绿色低碳转型发展，公司进行了业务重组和机构改革。在管理架构层面，公司增设新能源新材料事业发展领导小组，加强新能源发展战略和规划。在业务板块改革中，组建了油气和新能源板块，推进清洁能源业务发展。

中国石油绿色低碳发展行动部署

绿色企业建设引领者行动

- ◆ 节能降碳工程
- ◆ 甲烷减排工程
- ◆ 生态建设工程
- ◆ 绿色文化工程

清洁低碳能源贡献者行动

- ◆ “天然气+”清洁能源发展工程
- ◆ “氢能+”零碳燃料供给链升级工程
- ◆ 现代综合能源服务体系重构工程

碳循环经济先行者行动

- ◆ 深度电气化改造工程
- ◆ CCUS 产业链建设工程
- ◆ 零碳生产运营再造工程

调整产业结构 提升清洁能源供应

天然气是化石能源向清洁能源过渡的桥梁，也正在成为解决中国能源转型和实现“3060”目标的重要方案。近年来，公司努力在保供应、调结构上下功夫，结合实际实施“减碳、用碳、替碳、埋碳”，特别是着眼未来清洁能源可持续供应，大力发展天然气，持续推动天然气产量增长。

继 2020 年公司国内天然气产量在油气结构中占比首次超过 50% 后，2021 年，公司国内天然气产量 1378 亿立方米，占比再次超过 50% 达 51.6%。公司目标到 2025 年将天然气占比提高至 55% 左右。

加快新能源布局 构建“低碳能源生态圈”

公司在持续提升天然气供应能力的同时，积极拓展新能源业务，形成以油气为主、多能互补的绿色增长极，化石能源与新能源全面融合发展的“低碳能源生态圈”建设有序推进。

2021 年，公司推进实施以“六大基地”和“五大工程”为核心的绿色产业布局，在地热、风光发电、加氢站等多个领域取得了突破性进展。全年投产新能源项目 39 个，新增新能源开发利用能力 350 万吨标准煤，利用总量达到 700 万吨标准煤。获取风光发电指标 120 万千瓦，风光发电装机规模增加 24 万千瓦；新增地热供暖面积 960 万平方米；投用高纯氢供应能力 1500 吨/年，建成加氢站（综合能源服务站）8 座，其中崇礼太子城等 4 座加氢站（综合能源服务站）为北京冬奥会近千辆氢燃料电池车提供保障。

图片故事



施工人员为玉门油田 20 万千瓦光伏示范项目光伏发电板连接线路。2021 年 12 月，玉门油田 20 万千瓦光伏发电示范项目正式并网发电。该项目全容量并网投用后年发电约 4 亿千瓦时，折合节约煤炭 11 万吨标准煤，减排二氧化硫约 97 吨、二氧化碳 28 万吨。



太子城服务区加氢站位于 2022 年北京冬奥会崇礼赛区核心区域，是公司投运的首座加氢示范站，设计储氢量 1000 千克。冬奥期间，该站承担张家口赛区核心区交通车辆氢能保供服务。

坚持科技创新 助力绿色低碳发展

公司坚持科技先行，围绕产业链部署创新链，持续推进国家重大科技项目实施和“数字中国石油”建设，节能降耗、新能源、碳捕获与封存 / 碳捕获、利用与封存（CCS/CCUS）等领域技术攻关和成果转化取得新成效。

2021 年 8 月，公司两套具有自主知识产权的乙烷制乙烯项目先后投产成功，综合能耗和二氧化碳排放量均达到世界先进水平，被列为绿色低碳发展的国家示范工程。

CCS/CCUS 技术助力低碳发展

公司积极推动 CCUS 技术攻关与产业化发展，努力提升碳捕集和利用水平，助力“双碳”目标实现。

吉林油田持续完善二氧化碳捕集埋存与提高石油采收率（CCUS-EOR）技术系列，建成了国内首个 CCUS-EOR 全流程示范项目。该项目包括 5 个二氧化碳驱油与埋存示范区，覆盖地质储量 1183 万吨，注气井组 88 个，累计注气超过 200 万吨，年埋存能力 35 万吨。建成国内首座低成本二氧化碳循环注入站，日回注气能力 20 万立方米，产出的伴生气全部回注，实现二氧化碳“零排放”。

长庆油田位于陕西定边的黄 3 区 CCS/CCUS 国家示范工程已建成 10 万吨规模注入综合试验站，具备了集二氧化碳捕集、驱油与埋存为一体的完整技术模式。

塔里木油田通过 CCUS-EOR 优化能耗结构布局，利用二氧化碳驱油技术提高采收率，实现碳减排，开展的东河 6 井区首个二氧化碳驱油项目初见成效。



吉林油田 CCUS-EOR 全流程示范项目

加强交流合作 共同推进绿色发展目标实现

2021 年，公司牵头成立了中国油气企业甲烷控排联盟，推动形成高质量、开放性的技术经验分享与合作平台，提升甲烷排放管控水平。

公司不断加强油气行业气候倡议组织（OGCI）相关工作。与其他成员公司共同签发《OGCI 战略改革原则》，承诺在《巴黎协定》规定的时间框架内，实现所管辖经营活动碳中和，加速推进温控目标实现。

积极参与碳交易 利用市场机制减碳

公司出台《碳交易管理办法》《温室气体自愿减排项目管理办法》，逐步建立碳排放权交易管理制度体系，规范碳排放权交易，加强对所属企业碳配额履约管理，鼓励下属企业开发国家自愿减排项目，2021 年全面完成了年度碳配额履约。

公司积极参与中国碳排放权交易市场建设。7 月 16 日，公司参加在上海环境排放交易所举办的首日上线交易活动，成为获得“全国碳市场首日交易集团证书”10 家企业集团之一，获得生态环境部的高度肯定。

开发林业碳汇 与自然和谐发展

通过义务植树、企地共建、集中建设等方式大力发展林业碳汇业务，助力公司碳中和目标实现。2021 年，公司 41.4 万人次参与义务植树 199.45 万株，现有绿地总面积 2.894 亿平方米。通过直接参与和提供资金等方式支持地方绿化面积 791.32 公顷、植树 163.18 万株。公司首个碳中和林——大庆油田马鞍山碳中和林二期建设项目全部完成，共造林 510 亩。新疆油田碳汇林、长庆油田姬塬碳汇林建设取得长足进展。

未来，中国石油将坚持开展绿色企业创建，积极推动从油气供应商向综合能源服务商转型，为落实 2030 年碳达峰、2060 年碳中和的战略目标贡献石油力量。

图片故事



2021 年 7 月 6 日，由壳牌东方贸易有限公司向中国石油国际事业有限公司提供的首船 6.6 万吨碳中和液化天然气（LNG）在大连港完成卸货，按照一家 3 口城市居民用气量计算，约可满足 360 万户居民一个月用气需求。这是全球首次以长约形式开展的 LNG 贸易碳中和。

2021 年油气行业回顾

2021 年油气行业发展的主基调是恢复与转型。全球能源行业走出衰退，油气需求显著恢复，结构性供需失衡助推油气价格快速回升，油气行业整体回暖。随着各国碳中和目标与相关承诺的提出，油气行业转型加快推进，上游重心“油转气”，下游重心“油转化”，规模化发展低碳能源业务成为行业发展大趋势。

2021 年全球油气行业回顾

能源供需结构性矛盾凸显，能源转型任重道远。全球能源消费逐步恢复，但供需结构性错配问题凸显，多地出现能源供给紧张情况。在全球各国重塑能源产业链和供应链的过程中，面临着极端天气、地缘政治等诸多不确定因素，导致出现阶段性、结构性供需失衡和价格非理性宽幅震荡，为能源转型增加了风险和挑战。

石油市场逐步复苏，国际油价大幅上涨。国际油价呈震荡冲高后下挫的走势，布伦特原油期货全年均价为 70.95 美元 / 桶，同比大涨 64.18%。石油需求量恢复明显，供应由上年严重过剩转变为短缺，经济合作与发展组织（OECD）商业石油库存降至五年均值下方，市场进入供应受控下的紧平衡状态。

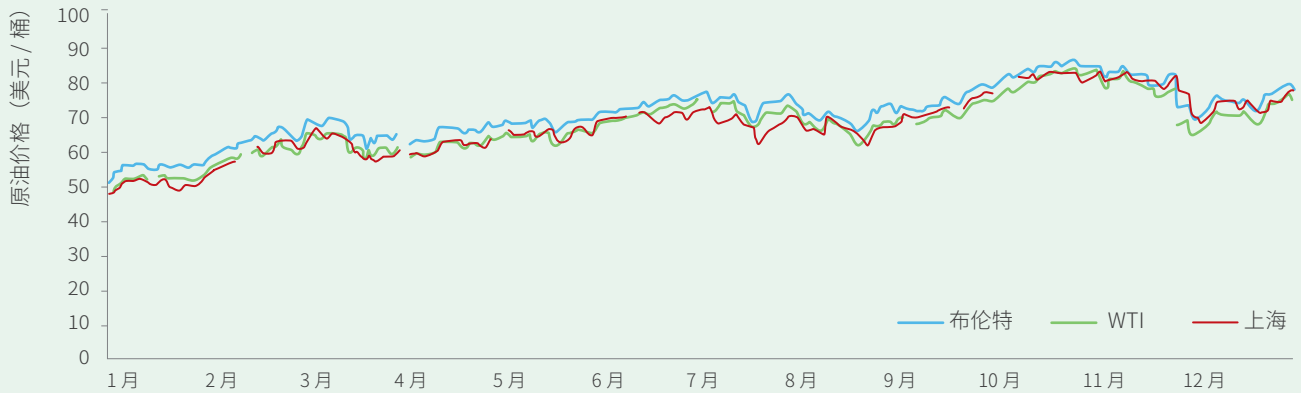
天然气供需转紧，气价屡创历史新高。2021 年，随着全球经济逐步复苏、能源绿色低碳转型加速推进，全球天然气需求强劲，天然气产量恢复增长。天然气市场区域性结构性供需失衡矛盾突出，国际气价涨至历史高位。

油气勘探开发投资回升，油气产量均有增长。全球油气勘探开发投资触底回升，但受新冠疫情和能源转型影响，投资增长不及预期，油气储量增量小幅下降。全球油气发现数基本与上年持平，重大发现主要来自拉美地区。全年油气产量双双增长，天然气产量增幅明显高于石油。

炼油能力 30 多年来首现净减少，乙烯产能大幅增长。全球炼油总能力净减少 4530 万吨 / 年，为 1988 年以来首次净减少。全球炼油行业景气回升，总体运营表现明显好于上年。原油加工总量触底反弹，但仍低于 2019 年水平。2021 年，全球乙烯产能达 2.1 亿吨，增幅高达 6.2%。在油价高企的带动下，乙烯价格波动上行。乙烯装置开工率普遍回升，全球平均开工率从去年的 80% 回升至 85% 左右。

油气资产交易恢复性增长，美国页岩油行业继续整合。全球油气上游资产交易走出颓势，开始恢复性增长，全年交易金额同比上升 25%。随着国际油价大幅增长，储量交易价格大幅上涨，同比上升 78%。2021 年资产交易以大型交易为主，资产整装出售或公司合并成为主要特点。美国页岩油行业规模效益竞争愈发激烈，推进了行业的资产并购整合。

2021年国际原油期货价格走势



2021年中国油气行业回顾

能源消费快速增长，绿色低碳转型持续推进。2021年，我国实现“十四五”良好开局，全年经济增速8.1%。全国能源消费量快速增长，增速达5.2%。煤炭消费占一次能源消费量比例继续下降，清洁能源（天然气与非化石能源）消费占一次能源消费量比例较上年增加1.1个百分点。能源绿色低碳转型深入推进，非化石能源发电量同比增长9.6%，可再生能源发电总装机容量突破10亿千瓦。

石油市场向常态回归，市场秩序显著好转。石油市场随疫情缓和逐步向常态回归。原油产量同比增长2.1%，对外依存度首次下降。成品油消费总体恢复至疫情前，净出口量近十年来首次回落，库存下降，过剩形势有所缓解。国内炼厂主动调整产品结构，成品油收率进一步下降。国内石油市场整顿力度空前，市场秩序明显好转。

天然气消费增长超预期，全年供需偏紧。国内疫情有效防控保障了经济发展，“双碳”目标及推动能源转型的相关政策驱动天然气消费高速增长，天然气供需偏紧。全年天然气消费量同比增长12.0%。天然气进口高速增长，其中LNG进口量同比增长17.6%，中国成为全球第一大LNG进口国。

油气产储量大幅增长，油气资源管理改革取得重要进展。国内油气新增探明地质储量双创历史新高，油气产量

同比双增。国内油气上游投资回升，非常规油气勘探开发理论和技术取得突破，页岩油实现经济规模生产，南海超深水大气田投运。油气资源管理改革在推进探矿权竞争性出让、区块退出、资源有偿使用以及油气上游有序放开等方面取得重要进展。

炼油能力、乙烯产能增长迅速，减油增化取得实效。国内炼油能力持续较快增长，乙烯新增产能创新高。炼油行业结构加速优化调整，减油增化取得实效。汽柴煤油收率继续下降，石脑油产量同比大增17%。全年乙烯产量同比增长30%，当量自给率大幅提高至65.9%。乙烯科技创新取得重大进展，行业科技竞争力和国际影响力显著提高，市场开放进程加快，多元化主体项目不断涌现。

海外业务稳步推进，绿色低碳转型不断加快。海外油气权益产量较上年小幅增长，海外勘探重点领域获得多项重要发现，进一步夯实了海外发展的资源基础。我国企业海外投资更加理性，重点推动核心战略区新项目开发，同时践行绿色低碳发展理念，加大优质天然气新项目获取力度，积极布局海外太阳能、海陆风电等新能源业务。

(来源：中国石油集团经济技术研究院《2021年国内外油气行业发展报告》)

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“零缺陷、零污染、零伤害”的目标，关注民生和社会进步，实现能源与环境、企业与社区的和谐发展。



安全运营

公司持续推进安全生产长效机制建设，强化安全风险管 理，全面提高安全生产管理水平。2021 年，公司安全生产形势保持稳定态势。

制度建设

出台《安全生产与环境保护管理职责规定》等安全管理规章制度，强化落实全员安全生产责任。

风险管理

实施生产安全风险防控与事故隐患排查治理双重预防机制，对重点建设工程、风险施工项目全面开展安全督导，推广高风险作业现场网格化安全监管模式。

应急处置能力建设

修订总部应急预案应对突发事件，开展应急演练，持续提升突发事件应急处置能力。

供应链安全管理

开展承包商关键岗位人员培训，落实“不合格承包商零容忍”措施。

海外社会安全风险管理

深化社会安全管理体系运行，全面加强海外社会安全风险防控，提升突发事件应急处置能力。

环境保护

公司致力于减少生产运营对环境与气候造成的不利影响，提高资源利用效率，做好污染防治，推进节能减排，努力实现能源与环境的和谐。

环保风险防控

开展环境风险识别评估，实施生态环境隐患排查治理，严控环境风险措施，不断完善“三级防控”设施，全年未发生较大及以上环境污染事件。



广西石化公司在 10 万吨级原油码头与地方有关部门开展联合应急演练

大气污染物排放管理

二氧化硫、氮氧化物排放量（含火炬）分别为 1.36 万吨、10.8 万吨，炼化业务挥发性有机物排放量同比下降 7.4%。

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 74 万吨标准煤，节水量 1049 万立方米。

保护生物多样性

坚持源头管控，实施全产业链、全生命周期的生态环境管理，全面排查整改环境污染、生态破坏问题，通过降噪、减排等多种方式减少对生态环境的影响，全年未发生损害生物多样性相关事件。

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，深度参与全球油气行业应对气候变化合作，推进绿色低碳转型。

碳排放管理

2021 年，公司加快推进碳排放管控体系建设，制定《关于加强温室气体排放管控工作的指导意见》《碳交易管理办法》《温室气体排放统计考核管理办法》《温室气体自愿减排项目管理办法》，初步确立碳排放“1+3”制度体系，成立温室气体核查核算中心，全面加强温室气体排放核查核算。加强《甲烷排放管控行动方案》措施落实，发起成立中国油气企业甲烷控排联盟，有效降低了甲烷排放强度。

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)
- 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》



新疆油田克拉美丽采气作业区，狐狸陪伴作业人员巡检

公司加强碳排放管理的主要措施

- 产业结构优化调整与淘汰落后产能，实施节能减排
- 能源结构优化调整（清洁能源替代）
- 开展温室气体排放监测、核算与报告
- 加强温室气体回收利用（二氧化碳利用，油气田甲烷回收）
- 制定碳排放管理规定，规范企业碳排放

积极参与国际合作

作为 OGCI 在中国的唯一成员，公司积极参与应对气候变化的国际合作。2021 年，公司董事长戴厚良与 OGCI 其他成员公司董事长/CEO 联名签发《OGCI 战略改革原则》，加速推进温控目标实现；与沙特阿美公司联合牵头开展交通重点领域减排技术研究，召开 OGCI 交通运输领域低碳技术国际研讨会，共谋交通运输领域减排潜力和创新发展；全面参与 CCUS 方面的研究，出版了《OGCI 中国 CCUS 商业化白皮书》，为油气行业低碳转型贡献中国石油智慧。

生产过程碳减排

公司努力减少化石能源的消耗，加快绿色清洁替代，降低能源消耗强度。在华北油田、塔里木油田等条件成熟地区，利用地热和太阳能等可再生能源作为生产自用能，减少生产过程中的碳排放。

市场机制节碳

公司积极参与碳市场建设，是首批参加全国碳市场交易的 10 家企业集团之一。公司鼓励下属企业开发国家自愿减排项目，2021 年全面完成了年度碳配额履约。

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社会公益项目，与社会各界共享发展成果。

乡村振兴

公司积极响应国家乡村振兴战略及联合国《2030 年可持续发展议程》目标倡议，发挥公司资源优势，结合受援地发展诉求和实际情况，推进巩固拓展脱贫攻坚成果同乡村振兴有效衔接。公司全年投入乡村振兴和对口支援资金近 3 亿元，实施帮扶项目近 600 个。



6 岁的玉苏普·塔力普提和家人在农民夜校学习



专题

贡献石油力量 赋能乡村振兴

2021年，我国脱贫攻坚战取得了全面胜利。但脱贫摘帽不是终点，而是新生活新奋斗的起点。民族要复兴，乡村必振兴。

公司深入贯彻落实国家乡村振兴战略，充分发挥自身优势，结合帮扶地区发展诉求和实际情况，不断深化产业帮扶、加大消费帮扶、推进教育帮扶，巩固拓展脱贫攻坚成果，助力乡村振兴。

振兴产业

公司以增强乡村自主“造血”能力为主要方向，精准施策“授渔”，支持地方特色产业建设促进乡村产业多元化可持续发展。

2021年，公司在新疆尼勒克、托里、察布查尔、青河、吉木乃、巴里坤6县投入7740万元，援建湿地古杨风景区、国家储备林等产业项目9个，建设节水灌溉等民生项目6个，为当地发展提供产业支撑。

开拓市场

公司充分利用自身的渠道、平台优势，为地方特色产品牵线搭桥开拓市场。

我们持续更新《中国石油消费帮扶产品推荐目录》，累计推荐超过300个脱贫县的4000余种帮扶产品。公司还借助全国上万座昆仑好客便利店等渠道销售乡村特色农产品，并形成系列优质商品热销全国各地，产生了良好的品牌效应和经济效益。

昆仑好客为乡村特色产品打开销售渠道

6月17-18日，中国石油2021年度消费帮扶产品展销会暨昆仑好客首届购物节在四川成都举行。此次展销会以“助力乡村振兴，共享美好生活”为主题，来自全国150个脱贫县的2000余种商品参展，有力促进了乡村特色产品销售。

目前，公司在全国上万座昆仑好客便利店设置了消费帮扶专区专柜，构建了全国性消费帮扶网络，为乡村特色产品销售提供了良好平台。

培养人才

公司创新开展乡村振兴、农牧业新业态、数字农业、产业运营等内容培训，利用网络课堂、视频教学、送教下乡等培训途径，培养一批“土专家”“田秀才”，切实提高脱贫地区群众自我发展能力。2021年累计培训7.05万人，其中县、乡村基层干部2.44万人、乡村振兴带头人2.37万人、专业技术人才2.24万人，为乡村振兴奠定人才基础。中国石油还持续推进教师、医生培训，定期送教送医下乡。

传承文化

公司坚持把传承发展农村优秀传统文化作为重点，推动文明乡风、良好家风、淳朴民风建设。我们在发展地方经济时，注重与当地文化相融合，以实现传统的传承与提升。在河南台前县和范县，围绕古村姜子牙文化和豫北荷花产业特色，打造“姜子牙的渡口”“豫北荷香”品牌。公司还在多地试点推进“石油书屋”建设，定期流转最新

图书，介绍富民政策和种养殖知识，丰富当地居民的业余文化生活。

保护生态

公司践行绿水青山就是金山银山的理念，持续推动帮扶地区人居环境改善。按照《农村人居环境整治提升五年行动方案》要求，持续推进厕所革命和污水处理，先后投入4521万元，帮助新疆青河等县9个村实施生活垃圾和污水治理，实施农村厕改286户。

脱贫攻坚已结硕果，乡村振兴再踏征程。公司将以更强的责任感和使命感，多措并举因地制宜推进脱贫地区乡村产业、人才、文化、生态等全面振兴。



中国石油积极推动贵州习水乡村旅游产业发展

教育事业

公司持续开展各类助学活动，帮助青少年获得公平教育机会，实现理想与自身价值。2021 年中国石油奖学金设奖高校范围从 13 所扩大到 17 所，全年发放奖学金 447 万元，奖励人数 685 人。我们积极探索新模式，与中国扶贫基金会、北京师范大学集团、腾讯公益等机构合作，开展“旭航”助学、“益师计划”等公益项目，帮助更多贫困地区的学子实现求学梦想。

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”。

海外社区建设

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，成为当地社区的优秀企业公民，积极创造社会经济价值，促进当地繁荣发展。

管理社区影响

公司努力通过负责任的运营，对社区发展发挥积极影响。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，还包括保护当地自然环境、维护社区居民人权、开展公益事业等。

加强社区沟通

公司在海外许多地区设有环境保护和社区关系协调机构，与当地政府、非政府组织、社区代表等建立起多种形式的沟通机制，加强与社区的沟通协调。

“旭航”助学项目

2021 年投入 1100 万元，在 8 省 20 校资助 3397 名贫困学生。

“益师计划”

2021 年 9 月，中国石油“益师计划”助力乡村教育振兴帮扶计划项目启动。该项目依托北京师范大学教育平台，面向新疆维吾尔自治区、江西省、贵州省以及河南省的 10 个县区开展乡村教师在线学习研修，2000 余名来自上述地区的中小学教师参加了培训。

小小“办公桌”解决大问题

中油国际（厄瓜多尔）安第斯公司与油区南北两大社区协商，成立了设有用工、工资、招投标、物资供应、纠纷处理、环境保护、健康安全等七个“办公桌”的社区联谊会。各“办公桌”均由安第斯石油公司 EHS 部社区工作者、政府派出的社会工作者和社区代表组成，所有涉及安第斯石油公司与社区关系的事务，都由参加“办公桌”的三方协商解决。

参与社区公益

我们积极帮助改善社区居民生活条件，通过资助教育、医疗等公益事业，提升居民的文化知识水平，为当地社会可持续发展打下基础。

印度尼西亚

- ◆ 每年拿出专项资金用于社区居民教育、医疗健康、环境卫生、基础设施及生活条件的改善
- ◆ Suku Anak Dalam 土著孩子扶持项目荣获印尼社会事务部颁发的优秀社区发展奖
- ◆ 巴蒂克传统蜡染女性帮扶项目荣获印尼企业社会责任发展工商协会颁发的可持续发展目标奖 (SDA) 金奖

乍得

- ◆ 实施“甘甜社区”计划，帮助当地修建水井，解决周边社区饮水困难的问题
- ◆ 近年来先后参与支持了“和平杯”半程马拉松比赛、国家妇女节庆典、“汉语桥”世界大学生中文比赛乍得赛区决赛、国家抗击疟疾宣传等公益活动
- ◆ 为镰刀型细胞贫血病医院、孤儿院等机构提供帮助

促进本土化运营

公司积极落实本土化战略，优先考虑采购和使用当地产品和服务，为当地承包商、供应商及服务商提供参与项目服务的机会，支持当地中小企业和社区创业者发展，为当地创造就业机会。

为当地居民提供就业机会

中油国际(厄瓜多尔)安第斯公司协助政府建设“就业数据库”，建立社区居民就业档案，培训社区居民就业技能，优先招聘亚马孙地区人员，带动当地就业700余人。



公司印尼项目为当地居民提供就业机会

人力资源

公司秉持“创新是第一动力、人才是第一资源”的理念，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，以强大的人才优势支撑引领公司发展。我们坚持“以人为本”，将促进员工的全面发展作为公司的重要发展目标之一，保障员工权益，搭建成长平台，关注员工健康，努力把企业发展创新成果惠及全体员工，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，尊重和保障员工合法权益，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%。

薪酬激励

2021 年，公司薪酬分配工作以推动高质量发展为主题，紧密围绕提质增效、科技创新、人才强企等工作部署，持续完善制度体系，不断健全市场化薪酬分配机制。优化调整提质增效专项激励约束办法，健全完善与劳动力市场价位相适应、与企业效益效率挂钩联动的工资总额决定机制。优化调整薪酬结构，改善内部分配关系，进一步加大向基层一线、关键艰苦岗位和专业技术人员的分配倾斜力度。研究制定中长期激励实施意见，积极有序推进中长期激励政策落地实施，充分激发核心骨干人员动力活力。推进落实人才强企工程部署，深化人才定向激励，推行市场化薪酬分配，完善差异化薪酬激励，持续加大对高端经营管理人才、核心科技研发人才、高技能领军人才的激励力度。

员工参与

我们注重发挥员工民主管理、民主参与、民主监督的作用，建立了工会组织以及以职工代表大会为基本形式的企业民主管理制度和厂务公开制度，保障员工对企业管理的知情权、参与权和监督权。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，鼓励员工为企业发展建言献策。

员工学历构成



员工年龄构成



男女员工性别比例



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，加快推进培训数字化转型升级，大力推进“互联网+培训”挖潜人力资源价值。建立人才培养需求分析，持续创新培训方式，实行多样化、差异化职业培训。

2021年，公司启动《“十四五”员工教育培训规划》编制工作，分类分级开展管理岗位培训标准化建设，以培养创新精神、专业能力和创新创效能力为重点，科学构建岗位培训标准和内容体系，全面提升培训工作的标准化、

科学化和规范化水平。全年投入培训经费 15.2 亿元，面授培训 31.8 万人次，网络培训 1436 万人次。

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发展空间。我们坚持“德才兼备、以德为先”的原则，建立民主、公开、竞争、择优的人才选拔机制，努力创造各类人才脱颖而出、人尽其才的良好环境和氛围。2021年，我们持续推进科技领军人才、后备骨干队伍等人才建设，完善岗位动态调整机制、评价选聘机制、薪酬激励机制，为员工提供畅通、稳定的职业发展通道。



独山子石化进行新员工培训

截至 2021 年底，我们建立了技能专家工作室 92 个，其中国家级技能大师工作室 28 个，为员工职业发展提供了良好平台。

本土化与多元化

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，制定《海外当地雇员管理办法》，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，为他们创建职业生涯成长平台。

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。海外项目聘用的勘探开发、工程建设、国际贸易、金融、财务、人力资源管理当地专业人才已覆盖 80 多个国家和地区。2021 年，国际雇员和本地雇员占公司海外员工比例达 86.67%。

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，努力消除就业和职业歧视，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。

搭建国际竞技舞台 加快海外人才培养

2021 年 6 月，公司举办首届海外属地员工职业技能竞赛。竞赛采用线上形式在中国、哈萨克斯坦、乌兹别克斯坦和缅甸同步举行。公司海外项目 3000 多名属地员工参与竞赛，最终产生 16 个人奖和 8 个团体奖。职业技能竞赛为海外属地员工搭建了展示技艺的平台，不仅有助于当地员工个人成长，而且有助于提升资源国整体技能发展水平。



公司阿曼项目员工互相交流

员工健康

我们珍惜员工的生命，重视员工的健康。公司出台并采取了一系列政策和措施，持续改善劳动条件，保障员工以健康的体魄和积极的心态投入工作。

职业健康

我们注重加强员工职业健康保护工作。2021 年，公司贯彻落实《“健康中国 2030”规划纲要》，印发《职业卫生和员工健康管理办法》和《员工健康体检管理办法》，举办《中华人民共和国职业病防治法》宣传周，职业健康监护实现全覆盖。职业健康体检率 100%，作业场所职业病危害因素检测率 99.92%，职业健康监护档案建立率 100%。

职业健康体检率

100%



职业健康监护
档案建立率

100%



作业场所职业病
危害因素检测率

99.92%



心理健康

我们持续完善员工疗养、休假等制度，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。2021 年，公司深入开展海外员工帮助计划（EAP），为员工提供心理健康咨询服务，引导他们释放精神压力，实现健康工作、快乐生活。

海外员工帮助计划

- ◆ 心理健康咨询热线全年服务时长 1228 个小时
- ◆ 邀请海外员工和家属在线参与“爱在云上”心理健康讲座
- ◆ 改版员工幸福平台（IAP），提供多渠道、多手段咨询服务

公司海外首个“健心小屋”投用

2021 年，公司在乍得首都恩贾梅纳建成首个集科学性和趣味性于一体的员工心理体验中心——“健心小屋”。“健心小屋”配备了情绪测试和疏导减压训练等科学设备，帮助员工科学评估睡眠、焦虑度和抑郁指数等。同时根据测评结果开展专注力、冥想和情绪调节等针对性训练，帮助员工提升情绪和压力管理能力。“健心小屋”还针对海外员工开发了家庭成员的线上线下情感训练系统，增强家庭的向心力和对家人的陪伴感。

推进实施人才强企工程 锻造兴油报国人才引擎

国以才立、业以才兴。习近平总书记指出，人才是实现民族振兴、赢得国际竞争主动的战略资源。处在“两个一百年”的历史交汇点，面对能源行业绿色低碳转型发展的机遇和挑战，公司全面谋划人才强企工程，着力构建活力竞相迸发的人才强企生态，锻造一流人才方阵，服务公司高质量发展。

确立人才强企工程目标

2021年，公司印发《人才强企工程行动方案》，明确提出人才强企工程的思路目标和主要任务。

第一阶段，到2025年，在推进机制创新、集聚高端人才、促进结构优化上取得新突破，实现人才综合实力整体均衡协调。

第二阶段，到2030年，在释放人才活力、赋能人才创新、彰显价值创造上形成优势，高质量人才队伍全面建成，人才综合实力居于央企前列。

第三阶段，到2035年，推进人才规模、质量、结构和储备与世界一流战略目标精准匹配、全面适应，人才价值贡献和综合实力达到国际领先。

完善人才工作制度体系

公司加强人才强企战略举措研究，以“十大人才专项工程”“生聚理用”人才发展机制为核心内容，研究制定《人才强企工程行动方案》《人力资源价值评价办法（试行）》《新能源新材料新事业发展人才专项工程推进方案》等工作方案和配套文件，构建系统集成的政策体系，确保人才强企工程稳步有序推进。

形成协同高效的运行机制

公司结合“十四五”及中长期发展战略目标、战略路径，研究形成《人才强企工程 2021-2025 年“施工图”》《人才强企工程 2022 年运行表》，编制《中国石油人才强企工程百问》，分类制定考核评价办法，将工作成效纳入管理层考核评价，促进人才强企稳步实施。

十大人才专项工程

服务“创新、资源、市场、国际化、绿色低碳”战略，以组织体系优化提升为基础，以人才价值提升为统领，以人才重点工程为牵引，统筹整体人才队伍建设。

- ◆ 组织体系优化提升专项工程
- ◆ 人才价值提升专项工程
- ◆ “三强”干部队伍锻造专项工程
- ◆ 领导班子功能强化专项工程
- ◆ 科技人才高端引领专项工程
- ◆ 科技创新团队汇智专项工程
- ◆ 技能人才培养开发专项工程
- ◆ 国际化人才集聚专项工程
- ◆ 人才队伍接替专项工程
- ◆ 新能源新材料新事业发展人才专项工程

推进人才队伍建设

公司积极落实和健全“生聚理用”人才工作机制，大力实施“十大人才专项工程”，特别是为经营管理、专业技术和技能操作三支人才队伍“建梯子、搭台子、优环境”，弘扬企业家精神，发扬科学家精神、工匠精神和劳模精神，持续激发人才队伍动力活力，提升人才价值贡献。

立足“生才”有道

公司不断创新人才培养方式，针对不同层次人才开展精准培养，大力实施科技领军人才、“石油名匠”等重点人才培养计划，推进新入职员工基础培训计划。大力推进“互联网+培训”模式，中油 e 学平台全年 50 万人上线学习，总时长突破 1000 万小时。

学徒制培训促进技能人才培养

2021 年 7 月 4 日至 13 日，学徒制培训国际合作项目能力建设研讨会暨中国石油技能领军人才培养活动周在大庆油田举行。2021 年，按照人力资源和社会保障部统一安排，公司作为唯一参与合作试点的央企单位，与国际劳工组织合作开展学徒制培训国际合作项目试点工作。



促进“聚才”有力

公司强化引才顶层设计，细化岗位需求，打造全球化引才平台，大力引进掌握关键核心技术的海外高层次人才。加大校园宣讲力度，2021 年招聘毕业生 6599 人，其中硕士及以上占比 40.5%。

推动“理才”有方

公司着力完善人才评价机制，修订完善《集团公司职业技能等级认定管理办法》等规定，推进技能人才评价工作转型升级。构建科学规范的职称评价体系，促进人才队伍建设与企业发展同频共振。

注重“用才”有效

公司遵循人才成长规律和技术创新规律，搭建技术专家创新平台，推进高技能人才创新创业。成立全国首支技能人才创新基金。组织技能领军人才赴企业开展提质增效专项行动，全年开展难题攻关 531 项，成果获国家发明专利 53 项。

2021 年，公司人才强企工程迈出坚实步伐。自工程实施以来，公司 1 人当选中国工程院院士，1 人获“大国工匠年度人物”，2 人获中华技能大奖，2 人当选中国化工学会会士，3 人获全国第四届“杰出工程师奖”，14 人获全国技术能手，共获国家级技能赛事金牌 28 枚、银牌 34 枚、铜牌 47 枚，创历年最好成绩。

2022 年是公司确定的“人才强企工程推进年”。我们将坚持人才引领发展战略定位，着力打造战略人才力量，为建设基业长青的世界一流企业提供人才保障和智力支撑。



2021 年

■ 新入职员工基础培训计划

- ◆ 制定《关于加强新入职员工基础培养工作的指导意见》，分阶段制定新入职员工阶段培养方案，建立健全新员工源头培养、跟踪培养、全程培养体系
- ◆ 董事长讲授第一课，近 12 万名青年员工在线培训

■ 员工能力素质提升计划

- ◆ 着眼培养核心领域、关键技术专业人才，实施上游业务、炼化业务、工程技术服务业务、工程建设业务和市场营销等 5 类专项人才培训计划
- ◆ 公司总部层面培训超过 2.1 万人

■ 国际化新千人培育计划

- ◆ 通过网络水平测试和培训、强化国际商务实务和外语培训，培训青年后备人才 140 余人

公司成立全国首只技能人才创新基金

5 月 13 日，中国石油技能人才创新基金在北京正式成立，这是全国第一只技能人才创新基金。作为创新战略落地生产一线的具体举措，基金将全力支持一线技术技能人才开展创新活动，资助其开展技改革新、技术技能攻关，促进技术成果转化与应用，推动提质增效深入开展。

科技与创新

聚焦高水平科技自立自强，把创新作为引领发展的第一动力，推动以科技创新为核心的全面创新，围绕产业链部署创新链、依靠创新链提升价值链，全面提升自主创新能力，打造发展新引擎，推进高质量发展。



科技创新体系

2021 年，公司持续深化科技体制机制改革，进一步完善了科技创新决策体系，推进科技成果转化，“科改示范企业”综合改革取得突破。截至 2021 年底，公司共有 93 家科研院所，建设了 55 个重点实验室和试验基地、21 家国家级研发平台。拥有科研人员 29803 人，其中包括中国科学院和中国工程院院士 24 名。

自主创新能力建设

自主创新能力迈上新台阶。公司把“创新”作为第一战略，研究部署主营业务科技攻关方向和重点，着力提升自主创新能力，研发形成一批标志性理论技术创新成果、重大核心技术和装备软件产品，在国家油气创新体系中的主导地位更加突出。

科技人员创新活力显著增强。公司全面推进世界一流研究院和世界一流创新型企业建设，完善开放合作共享机制，健全人才“生聚理用”机制，完善科技人才评价体系，修订科学技术奖励办法，充分激发科技人员创新创造活力。

科研平台和创新高地建设

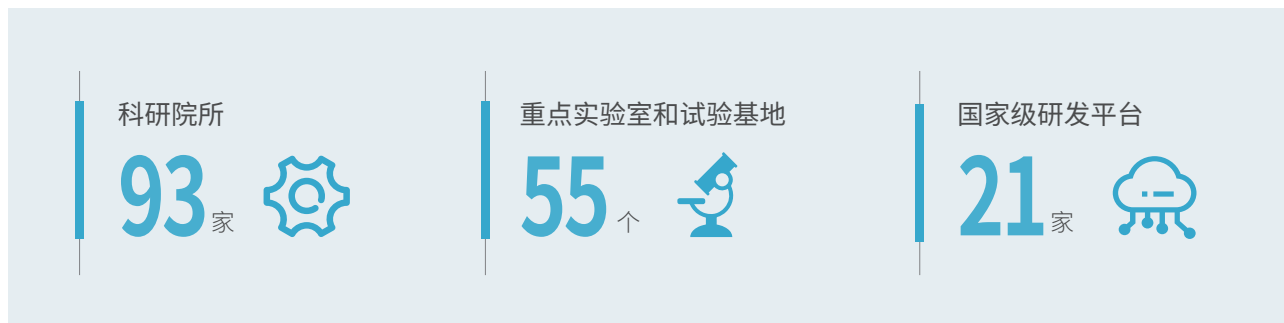
科技平台建设全面推进。大数据安全国家工程实验室石油石化行业大数据安全研究中心落户中国石油，物联网重点实验室成功申请工业和信息化部“面向油气生产的大规模仪器仪表智能运维平台”，天然气质量控制和能量计量重点实验室、石油管及装备质量安全重点实验室获批国



科研人员技术攻关

家市场监管重点实验室，完善提高石油采收率国家重点实验室建设，开展氢能、碳中和技术等一批新能源新领域重点平台建设。“双创”示范基地建设全面启动，获批全国第三批“大众创业、万众创新”示范基地。

大力实施能源与化工创新高地建设。12 月 28 日，中国石油迪拜研究院、深圳新能源研究院和上海新材料研究院挂牌成立，标志着中国石油在打造能源与化工创新高地新征程中迈出重要步伐。



三家研究院成立

三家研究院在 2021 年挂牌，为公司国际化经营和新能源新材料业务发展提供强有力支撑。

中国石油迪拜研究院

立足中东、辐射非洲、兼顾其他地区，为海外上游业务提供最佳解决方案。

中国石油深圳新能源研究院有限公司

新能源自主创新中心、战略与决策支持平台、成果孵化与转化平台、人才引进与培养平台、国际交流与合作平台、新能源科技创新高地。

中国石油(上海)新材料研究院有限公司

新材料创新高地、新技术研发中心、成果转化中心、人才集聚中心和国际科技交流与合作平台。

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难题，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，在勘探开发、炼化、工程技术、新能源等领域取得丰硕成果。

油气勘探开发领域：持续开展高效勘探和效益开发技术攻关，创新碳酸盐岩油气成藏地质理论认识，发展和完善海相深层页岩气地质综合评价、砾岩复合驱油、油田化学驱大幅度提高采收率等关键技术，为引领深层超深层战略接替、推动页岩气规模开发和保障老油田稳产上产，实现公司 2021 年探明油气当量创历史新高、产量稳定增长提供了技术支撑。

炼油化工领域：持续推进公司炼化产品结构优化，统筹推进“大炼油、大乙烯、大芳烃、炼化转型升级、聚烯烃新产品、油田用化工新材料”等 6 项重大科技专项、“电容膜聚丙烯、茂金属超高熔指聚丙烯”等 27 项重大技术现场试验项目实施。成功开发深度降低汽油烯烃的灵活催化裂化（CCOC）工艺技术、重质柴油分区反应催化裂化（DCP）工艺技术并实现工业应用。百万吨级乙烷制乙烯成套技术、150 万吨级液体原料制乙烯技术、乙烯装置系列催化剂等重大核心配套技术的开发应用，有力支撑了公司乙烯产品的竞争力。

工程技术领域：研发完成了基于开放式平台的新一代超大型地震处理解释一体化软件、多维高精度成像测井系统、旋转地质导向钻井系统、一键式人机交互 7000 米自动化钻机等关键核心技术与装备，上游工程技术装备基本实现自主化，技术服务保障能力和国际核心竞争力大幅提升。

中国石油十大科技创新成果

- ◆ 陆相页岩油地质理论与勘探开发技术
- ◆ 百万吨级乙烷制乙烯成套技术
- ◆ CG STEER 旋转地质导向钻井系统
- ◆ 一键式人机交互 7000 米自动化钻机
- ◆ EV56 高精度宽频可控震源
- ◆ 多功能一体化油藏数值模拟软件（HiSim4.0）
- ◆ AnyCem 自动化固井技术与装备
- ◆ CPLog 多维高精度成像测井系统成果
- ◆ 第四代精细分层注水工艺技术
- ◆ 灵活切换生产 1- 丁烯 /1- 己烯成套技术

新能源和绿色低碳领域：废弃井改造地热井、热储压裂改造等地热技术攻关应用取得重要进展，天然气水合物、页岩油原位转化、煤炭地下气化等超前储备技术研究取得新成果。建立了 CCUS 源汇匹配和潜力评价方法体系，主力油区 CCUS 工业试验加快推进，相关配套技术攻关应用取得新进展，为油田提高采收率、推动公司绿色发展提供有力支撑。

前沿技术领域：公司瞄准未来战略发展需要和国际科技发展趋势，积极培育新理论、新方法和新技术。揭示深层/超深层油气成藏机理，地球物理评价新技术取得突破，为深层油气勘探突破和增产提供了支撑；创建陆相页岩油富集地质理论，有效指导和推动陆相“页岩油革命”；纳米驱油、二氧化碳气驱和智能化注采等理论认识和关键核心技术取得重大进展，有效提升低渗透老油田、高含水油田采收率和储

量动用率。组织新一代高附加值合成材料及产品、天然气制高附加值化学品等在研技术攻关，布局开展化工新材料等超前储备项目，在医用高端聚烯烃材料领域取得重大突破。

数字化转型与智能化发展

公司从智能技术和产品创新等关键方向发力，将数字技术融入到油气产业链的产品、服务和流程中，重构价值体系，调整生产关系，从产能驱动型发展模式转变为创新驱动型发展模式，着力以新要素、新动力、新能力为基础，形成符合“数字中国石油”特色的新产业、新业态、新模式。



长庆油田数字化指挥中心

公司按照业务发展、管理变革、技术赋能三大主线实施数字化转型，通过工业互联网技术体系建设和以云平台为核心的应用生态系统建设，打造“一个整体、两个层次”数字化转型战略架构。我们将互联网、大数据、人工智能等与公司业务融合应用，着力打造智能油气田、智能炼化、智慧销售和智能工程，助力公司数字化转型与智能化发展。

2021 年，公司数字化转型智能化发展试点建设工作全面启动，公司统筹选取主要业务领域中 14 家企业作为首批重点示范实施单位，积极探索可复制可推广的中国石油数字化转型智能化发展样板。



玉门油田用无人机巡检生产现场

中国首个 5G 智能炼厂在长庆石化落地

2021 年 6 月 10 日，国内首个“5G 专网全覆盖、5G 运营全流程、5G 合作全生态、5G 应用全场景”智能炼厂在长庆石化落地。

通过部署 5G 工业专网、移动边缘计算 (MEC) 平台，构建高速率、大带宽、低时延、高可靠的 5G 云网基础设施，满足了长庆石化在网络延时、数据安全等方面的应用需求。

在 MEC 平台上部署的 5G+ 动设备智能预警系统，可自动跟踪厂区内数百台动设备的运行状态，进行 24 小时不间断实时计算和精准感知，故障预警准确率达 95% 以上，有效降低了设备的故障发生率和维修保养成本，保障了炼油生产的安全稳定运行。

长庆石化还利用 5G、数字孪生和视觉识别先进技术，建立了智能辅助巡检路线，有效提高了生产运行的受控管理水平。

亚太地区首家“区块链 + 能源”企业成立

2021 年 11 月 6 日，在第四届进博会中央企业交易团签约活动上，中国石油国际事业有限公司与中化能源股份有限公司、中远海运能源运输股份有限公司等 9 家全球合作伙伴签署大宗商品区块链平台合作协议，正式成立从事大宗商品贸易区块链项目的合资公司——大宗易行 (TradeGo PTE Ltd.)。这是亚太地区首家“区块链 + 能源”企业。

大宗易行合资公司搭建了基于区块链技术的大宗商品国际贸易数字化服务平台。这个平台能够有效解决国际大宗商品交易核心单据专递的安全性、真实性及时效性等痛点问题，减少传统国际贸易业务流程各环节间的信息不对称，对于提高业务运营效率、降低资金运作成本，在为大宗商品行业上下游产业客户及相关监管机构提供更加安全、真实、高效的交易服务环境方面具有开创性的意义。

科技交流合作

公司以互利共赢为宗旨，积极与国内外能源公司、机构组织、科研院所等开展科技交流与研发合作，共同推进行业科技进步与创新发展。

在国内，公司与北京大学、清华大学、中国科学院等在油气技术前沿、新能源、新材料等领域开展专题技术交流，探讨多领域研发合作。

国际上，公司围绕提高水驱开发效果、聚合物驱提高石油采收率、压裂设计软件、分子管理与智能炼厂、碳减排与管理等领域，与道达尔能源、马来西亚国家石油公司、俄罗斯石油股份公司、俄罗斯天然气工业股份公司和阿布扎比国家石油公司等战略合作伙伴开展交流与合作。

2021 年，公司牵头或参与的项目获国家科学技术进步奖一等奖 1 项、国家科学技术进步奖二等奖 2 项、国家技术发明奖二等奖 1 项。获得第二十二届中国专利奖银奖 1 项、优秀奖 5 项。获得第三届中央企业熠星创新创业大赛一等奖 1 项、优秀奖 2 项。全年申请专利 5016 件，其中发明专利 4779 件，获得授权专利 4277 件，其中授权发明专利 1728 件。

科技奖励与知识产权

2021 年，公司持续加强标准化体系建设。稳步推进标准化工作平台建设，完成中国石油学会标准化工作委员会的组建。牵头制定发布 ISO 24076:2021《塑料—聚丙烯树脂等规指数的测定 低分辨核磁共振法》等 2 项国际标准。

申请专利

5016 件



获得授权专利

4277 件



大庆炼化中控室

年度业务回顾

为推进治理体系和治理能力现代化，加速绿色低碳转型发展，中国石油进行了业务板块优化调整，组建了油气和新能源、炼化销售和新材料、支持和服务、资本和金融四大业务板块（子集团），突出业务协同、专业化和产业链国内外一体化统筹，推动清洁低碳、安全高效的现代能源体系建设。



油气和新能源

2021 年，公司抓住经济回暖、油价回升的有利时机，大力优化经营组织，资源勘探取得一系列重要成果，原油产量稳中有升，天然气产业链量效齐增，新能源产业布局实现快速起步。

石油、12 个千亿立方米级天然气共 23 个规模储量区。公司国内全年新增探明石油地质储量 104527 万吨，新增探明天然气地质储量 10951 亿立方米。

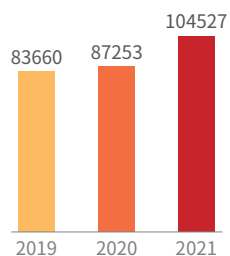
国内油气勘探与生产

2021 年，公司全力推进油气增储上产，资源勘探取得多个重要发现，油气产量当量再创历史新高。

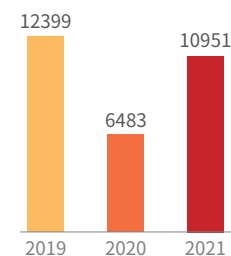
油气勘探

公司坚持资源战略，坚持高效勘探，突出海相碳酸盐岩、深层超深层、陆相页岩油等领域方向，持续强化鄂尔多斯、准噶尔、塔里木、四川等大盆地和重点领域区带风险勘探、甩开预探和集中勘探。2021 年，油气勘探业务取得 5 项战略突破、15 项重要发现，落实了 11 个亿吨级

新增探明石油地质储量
(万吨)



新增探明天然气地质储量
(亿立方米)



国内油气储量和勘探工作量

	2019	2020	2021
新增探明石油地质储量 (万吨)	83660	87253	104527
新增探明天然气地质储量 (亿立方米)	12399	6483	10951
二维地震 (千米)	11478	7852	7264
三维地震 (平方千米)	15204	15815	16719
探井 (口)	1405	1658	1490
预探井	733	882	776
评价井	672	776	714

2021 年重要油气勘探发现及成果

石油



塔里木盆地富满地区和塔北地区、准噶尔盆地阜康东环带、巴彦 - 河套盆地兴隆构造带等地区探井试获高产油流。

天然气



准噶尔盆地南缘、鄂尔多斯盆地、塔里木盆地博孜 - 大北地区天然气勘探取得重大突破,发现一批高储量气藏。

页岩油



四川盆地侏罗系页岩油勘探取得重大突破。

塔里木油田探明 10 亿吨级超深大油气区

2021 年 6 月 4 日,塔里木富满油田满深 2、满深 3 等 4 口探井均获日产百吨以上高产,落实了一条储量规模超 2 亿吨超级富油气断裂带。至此,富满油田从西到东落实了满深、跃满等 34 条断裂带,资源量超 10 亿吨,成为中国最大超深海相断控缝洞型碳酸盐岩油藏。

富满油田位于塔里木河南岸、塔克拉玛干大沙漠腹地,塔里木盆地塔中、塔北两大含油气区之间,主要目的层埋深 8000 米左右。科研人员持续开展科技攻关,突破技术瓶颈,实现了超深层海相碳酸盐岩油气勘探重大突破。

油气生产

2021 年,公司国内全年生产原油 10311 万吨、天然气 1378 亿立方米,同比分别增长 85 万吨、72 亿立方米;油气产量当量 21290 万吨、同比增产 658 万吨,再创历史新高。

重点油气田开发

公司采取各种有效措施,保障国内主要油气田稳产增产。长庆油田油气产量持续增长,产量当量保持在 6000 万吨以上,同比增长超 200 万吨。大庆油田继续保持原油 3000 万吨以上稳产。塔里木油田实现碳酸盐岩油藏高效开发,油气产量当量保持在 3000 万吨以上。西南油气田着力开展页岩气、致密气规模建设,产量稳中有升。新疆油田原油产量创历史新高。辽河油田保持千万吨以上稳产。

老油气田稳产

公司围绕综合施策“控制递减率”和转换方式“提高采收率”两条主线,大力实施老油气田稳产专项行动,油气田递减率得到较好控制。2021 年,公司油田自然递减率同比持平,综合递减率同比下降 0.65 个百分点;“双高”(综合含水高、可采储量采出程度高)油藏综合递减和自然递减率同比双降,“双低”(地质储量采油速度低、地质储量采出程度低)同比基本持平。

油气产能建设

公司坚持效益开发，以技术进步提单产、管理创新提效率，全年新建原油产能 1185 万吨，天然气产能 241 亿立方米。塔里木富满油田开发加速，建成年产 200 万吨的原油效益建产示范区。长庆庆城、新疆吉木萨尔页岩油快速上产。天然气重点产能项目稳步推进，当年新井产量 113 亿立方米。

非常规油气

2021 年，公司持续加强非常规油气甜点预测评价、开发先导试验和效益建产示范，制定非常规油气效益开发指导意见，不断推进非常规油气资源规模效益开发。

致密油（页岩油）：长庆陇东建成百万吨国家级页岩油开发示范区。大庆油田致密油效益建产示范区、致密储层氮气驱油先导试验区建设有序推进，古龙页岩油国家级示范区启动建设。公司全年致密油产量 390.4 万吨。

致密气：建成中国最大致密气生产基地——长庆油田。西南、吉林等油田的致密气勘探开发步伐不断加快。公司全年致密气产量 380.4 亿立方米。

页岩气：泸州深层页岩气开发取得重大突破，川南地区百亿立方米页岩气田产量持续较快增长。公司全年页岩气产量 128.6 亿立方米。

煤层气：煤层气业务发展平稳，全年产量 23.2 亿立方米。公司以山西地区中高煤阶煤层气勘探为重点，强化山西沁水盆地、陕西鄂东气田二次评价，深层煤层气勘探取得新突破。

国内对外合作勘探开发

2021 年，公司国内对外合作项目油气产量当量达到 1194 万吨，再创历史新高。其中，原油产量 285 万吨，天然气产量 114 亿立方米。

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、道达尔能源、雪佛龙等合作伙伴在国内合作开展油气勘探开发业务。截至 2021 年底，公司正在执行的国内对外合作勘探开发合同 29 个。

公司国内对外合作项目稳步推进。长庆长北项目一期生产稳定运行，二期产能建设顺利推进，实现连续 14 年产量超 30 亿立方米。西南川东北项目精细气藏管理，产量创历年新高。长庆苏里格南项目天然气产量逐年提升，辽河海月项目实现产量连续三年增长。

国内油气产量当量

21290 万吨



国内原油产量

10311 万吨



国内天然气产量

1378 亿立方米



国际油气业务

2021 年，公司围绕中亚 - 俄罗斯、中东、非洲、拉美和亚太等国际油气合作区，稳步提升全球化运营管理能力，油气勘探获得重大突破，亿吨权益产量持续巩固，新项目开发及合资合作取得新进展。截至 2021 年底，公司共在全球 32 个国家和地区开展油气业务。

油气勘探

2021 年，公司在海外获得多项重要油气发现。在巴西阿拉姆区块和俄罗斯亚马尔分别获得 10 亿吨级油气发现潜力区，在尼日尔和乍得发现两个亿吨级优质储量区、两个亿吨级规模油气田潜力区，巴西布兹奥斯、哈萨克斯坦 PK 项目、阿曼 5 区等项目勘探获得重要进展。

油气开发

海外油气开发加强统筹协调，强化开发方案全周期管理，保障油气产量稳中有升。全年实现油气权益产量当量 10139 万吨，其中原油 7633 万吨，天然气 315 亿立方米。

中亚 - 俄罗斯地区

公司在俄罗斯、哈萨克斯坦、土库曼斯坦、乌兹别克斯坦等国运营油气合作项目。随着“一带一路”建设的稳步推进，公司与该地区的油气合作不断深化。俄罗斯亚马尔 LNG 项目三条生产线保持高负荷安全平稳运行，第 4 条线于 5 月正式投产。北极 LNG2 项目总体进度过半。土库曼阿姆河项目 B 区东部二期地面工程全面完工，B 区西部气田地面工程总体进度完成近半。

中东地区

公司不断优化投资结构和区域布局，中东业务稳步发展。伊拉克哈法亚项目天然气处理厂工程总体进度过半。阿联酋陆海项目二期工程开始施工建设。

非洲地区

公司乍得新 H 项目六个油田地面工程 2 月全面投产。尼日尔项目二期工程启动建设。莫桑比克 4 区深海浮式液化天然气（FLNG）项目于 11 月完成 FLNG 船建造工作并启航赴作业海域。

拉美地区

公司巴西布兹奥斯项目实现首次提油；里贝拉项目梅罗油田第一生产单元浮式生产储卸装置（FPSO）工程接近完成，第二单元 FPSO 工程总体进度完成大半。

亚太地区

公司亚太地区项目运行保持平稳。澳大利亚箭牌项目苏拉特区块一期建设有序推进。

管道建设和运营

公司海外油气管道运行整体安全平稳，西北、西南战略通道全年完成输送原油 2087 万吨、天然气 514.4 亿立方米。

在建管道工程稳步推进。尼日尔 - 贝宁原油管道建设运营协议全面生效，管道建设全面启动。哈萨克斯坦西北原油管道反输改造二期工程完成投产验收。中亚天然气管道 D 线塔吉克斯坦段 1 号隧道工程竣工验收。

炼油与化工

公司海外炼化项目生产运行稳定，全年加工原油 3407 万吨。哈萨克斯坦奇姆肯特炼厂完成三年一次的大检修。非洲地区炼厂积极开拓市场，乍得炼厂各项绩效指标创历史新高，尼日尔炼厂积极做好产销衔接，产品销售总体向好。

资产优化

公司海外新项目开发取得多项成果，在伊拉克、巴西完成 1 个重大股权收购协议签署和 1 个重大项目交割，中东、中亚等地区油气合作取得积极进展，在哈萨克斯坦、印尼成功实现 5 个项目延期。全年退出 3 个国家、5 个项目（区块），海外油气资产结构、业务结构和区域布局持续优化。



哈萨克斯坦让那若尔油田

天然气销售

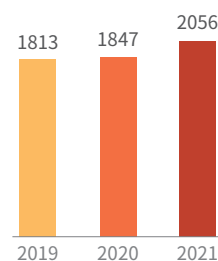
2021 年，随着经济复苏和能源绿色转型加速，国内天然气市场需求快速增长。公司以市场为导向，优化生产运行，加强国内资源增储上产和海外资源多元化引进，实现天然气销售强劲增长。全年国内销量首次突破 2000 亿立方米达 2056 亿立方米，增幅 11.3%。

天然气市场开发

公司持续推进终端市场开发，积极推动与重点地区、大型企业全面战略合作，进一步完善市场化交易体系，有序推进气电光伏融合发展试点，加快天然气与新能源融合发展，市场开发成效显著。公司聚焦省会城市和重点城市，推动新疆、宁夏、安徽等地一批城镇燃气项目落地。推进城市燃气企业下游终端客户开发，全年新增终端客户约 148 万户。在四川等地加强油气合建站建设，推进 LNG 和压缩天然气（CNG）资源统一供应。加快发展城镇燃气综合能源业务，截至年底累计投运项目 11 个，实现装机规模 229 兆瓦。

截至 2021 年底，公司供气范围覆盖全国 31 个省（市、自治区），全年终端天然气销售与管输气量达 464 亿立方米，较上年增长 11.2%。

国内天然气销售量
(亿立方米)



LNG

公司进一步加快天然气调峰能力建设，优化 LNG 规划布局，通过建设 LNG 基础设施，筑强天然气海上通道。京唐 LNG 应急调峰保障工程与江苏 LNG 接收站三期工程顺利投产，有效提高京津冀和“长三角”地区调峰供气能力及极端天气应对能力。



江苏 LNG 接收站

截至 2021 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 165.1 亿立方米；全年实现 16 座 LNG 工厂运行生产，LNG 加工量共计 24 亿立方米。

储气库（群）

2021 年，公司加快对现有储气库（群）扩容达产，已建库 21 口扩容达产并按计划投运；冀东油田储气库群、辽河储气库群等新建项目稳步推进，公司储气调峰能力持续快速提升。全年完成注气量 120 亿立方米，累计调峰能力达到 139 亿立方米。

新能源

公司高度重视绿色低碳转型发展，将新能源业务纳入主营业务发展，按照“清洁替代、战略接替、绿色转型”三步走总体部署，大力推进化石能源与新能源全面融合发展，推动公司向“油气热电氢”综合性能源公司转型。

氢能

公司积极布局氢能业务，投用高纯氢供应能力 1500 吨/年，建成加氢站（综合能源服务站）8 座、具备加氢能力 7 吨/日。目前，公司氢气产能超过 260 万吨/年，部署建设的 19 个氢提纯项目覆盖环渤海、陕甘宁、华南、西南、新疆、黑龙江、吉林等 7 个区域。

地热

2021 年以来，公司在雄安新区、唐山等地新投产了 6 个地热清洁供暖项目，新增供暖面积 960 万平方米。目前，公司在运行及在建清洁供暖项目共有 16 个，在运行项目实现年替代标准煤 35 万吨，年减排二氧化碳近 100 万吨。

风电与光伏

2021 年，公司全年实现风光发电装机规模增加 24 万千瓦，获取风光发电指标 120 万千瓦。公司首个光伏集中并网项目——玉门油田 20 万千瓦光伏发电项目实现并网发电，项目全容量并网投用后，年发电量约 4 亿千瓦时，折合节约煤炭 11 万吨标准煤，减排二氧化碳 28 万吨。青海英东作业区 6.9 兆瓦分布式光伏电站项目建成投产。



吉林油田光伏发电项目

油田技术服务

2021 年，公司油田技术服务业务扎实推进管理创新和提质增效，统筹生产经营和风险控制，有力保障了公司油气“增储、上产、降本”。

地球物理勘探

2021 年，公司完成二维地震采集作业 3.4 万千米，三维地震采集作业 8.6 万平方千米。

公司围绕重点盆地，加大新技术、新装备、新软件的推广应用力度，加强新区新领域和风险勘探技术研究，获得一批重大发现。“两宽一高”（宽频、宽方位、高密度）地震勘探技术规模化推广应用，高难山地、大型城区点位设计符合率及可控震源应用比率均大幅提升。

钻井

2021 年，公司累计开钻 9740 口井，完钻 9602 口井，完成钻井进尺 2308 万米。

公司广泛推广钻井信息化、智能化应用，实施油气水井质量三年集中整治行动，持续推动钻井提质增效，五类重点井钻井提速 17.1%。

测井和录井

2021 年，公司测井完成各类作业 89152 井次，同比增加 5.23%。

建成远程作业支持中心，实现远程测井、专家技术支持等功能。常规“一串测”仪器系列全面升级，实现高温



东方物探公司海洋物探作业

高压长时间工作。过钻具测井仪成功投产应用，有效解决了长水平段、复杂井况测井难题。

公司深化一体化地质综合导向技术研究，发挥录井油气识别和实时监测技术优势，全年完成各类录井 10151 口。

井下作业

2021 年，公司完成井下作业 8.4 万井次，完成压裂工作量 6 万层段。

大力推进“四提”（提质、提速、提产、提效）工程，推行非常规体积压裂 2.0 技术，压裂服务保障能力大幅提升。强化风险探井超深井试油保障，在新疆、四川、塔里木等油气田测试出一批高产油气井。强化气井带压作业保障，完成 1200 口以上新井投产任务。

海洋工程

2021 年，公司海上钻井累计开钻 94 口，完钻 96 口，完成进尺 21.7 万米，完成固井技术服务 271 井次。

先后动用 4 座钻井平台、4 座试采作业平台、17 艘工作船保障渤海湾三个油田海上项目顺利实施。国际市场中标科威特海上井场调查项目并稳步实施。

油田技术服务数据

		2019	2020	2021
地球物理勘探	二维地震工作量（千米）	56551	18027	34565
	三维地震工作量（平方千米）	102958	85443	86496
钻井	完井数量（口）	11571	9350	9602
	钻井进尺（万米）	2745	2103	2308
测井	测井工作量（井次）	105746	84721	89152
录井	录井工作量（口）	13175	10011	10151
井下作业	井下作业工作量（井次）	87563	80553	83714
	试油测试工作量（层）	7602	9998	9783
海洋工程	海上钻井进尺（万米）	26.47	30.11	21.7

炼化销售和新材料

2021 年，公司持续推进减油增化，炼化转型发展全面提速，全年国内加工原油 16674 万吨，生产成品油 10892 万吨、乙烯 671.3 万吨。实施新材料提速工程，新材料产量大幅提升。强化市场分析研判，牢牢抓住零售、批直、非油三个销售端，国内销售成品油 11126 万吨。

炼油与化工

公司坚持控制炼油负荷，提升化工负荷，优化产品结构，炼油化工转型升级取得新突破。航煤、润滑油基础油和石蜡产量分别增长 12%、14% 和 13%，成品油收率同比下降 1.7 个百分点。

乙烷制乙烯两大国家示范工程建成

2021 年 8 月，兰州石化长庆乙烷制乙烯项目 80 万吨 / 年乙烯装置生产出合格乙烯产品。同月，独山子石化塔里木乙烷制乙烯项目开车一次成功。

上述两大国家示范工程项目均采用中国石油自主研发的乙烷裂解制乙烯技术，乙烯收率、综合能耗等主要技术经济指标均达世界先进水平。

项目突出绿色低碳，采用新型烟气脱硝、催化氧化处理废碱、超滤 + 反渗透及蒸发结晶等世界前沿新技术，实现二氧化碳、氮氧化物等废气超低排放。

国内炼油化工数据

	2019	2020	2021
原油加工量 (万吨)	16844.0	16001.6	16673.9
原油加工负荷率 (%)	84.1	82.3	81.6
成品油产量 (万吨)	11913.3	10723.4	10891.7
汽油	5044.0	4628.0	4938.8
煤油	1401.6	1023.4	1128.5
柴油	5467.8	5071.9	4824.5
润滑油产量 (万吨)	163.0	157.5	188.9
乙烯产量 (万吨)	586.3	634.5	671.3
合成树脂产量 (万吨)	958.0	1028.7	1090.3
合成纤维产量 (万吨)	3.7	2.5	2.2
合成橡胶产量 (万吨)	91.0	100.1	104.4
尿素产量 (万吨)	120.8	216.3	242.2
合成氨产量 (万吨)	132.1	185.7	200.1

大型炼化基地建设和运行

公司不断提升炼化装置平稳运行水平，全年装置运行平稳率达到 99.7%。截至 2021 年底，公司国内共拥有大型炼化一体化企业 8 个，千万吨规模炼厂 13 个。

多个重点石化项目取得突破进展。采用中国石油自主研发乙烷裂解制乙烯技术的长庆、塔里木两个乙烷制乙烯工程建成投产并稳定运行，主要技术经济指标达世界先进水平。辽阳石化 30 万吨/年聚丙烯、大连石化和大港石化烷基化等一批项目建成投产。锦州石化渣油加氢、锦西石化连续重整装置建成中交。广东石化炼化一体化项目、吉林石化（揭阳）ABS 项目加速推进。

炼化产品结构优化

炼化业务着力优化产品结构，增产高端高效产品。2021 年，公司成品油收率 65.3%，同比降低 1.7 个百分点。丙烯、芳烃等高效产品产量稳步提升。公司炼厂 28 项主要技术经济指标中有 20 项优于 2020 年。

公司积极响应国际海事组织（IMO）的限硫规定，推进低硫船用燃料研发生产，全年生产低硫船用燃料 407 万吨。

公司持续进行化工新产品和特色产品研发生产，减油增化成效显著。乙烯、合成树脂、合成橡胶、化肥等产品产量稳定增长，全年开发生产 83 个牌号化工新产品，化工新产品产量 37.4 万吨。

新材料开发与应用

2021 年，公司实施新材料提速工程，编制了《“十四五”新材料业务发展规划》，聚焦 7 个主要方向 26 种新材料，打造具有特色的优势产品。全年生产新材料 54.7 万吨。锦州石化电极焦、负极材料专用焦实现量产；独山子石化 6 万吨/年溶聚丁苯建成中交；聚碳酸酯、聚甲醛、碳纤维等一批合资合作项目有序推进。12 月，中国石油（上海）新材料研究院有限公司挂牌成立，为新材料业务发展提供强有力支撑。

高性能橡胶材料研发获突破

官能化溶聚丁苯橡胶属于第三代溶聚丁苯橡胶（SSBR）。作为高性能绿色轮胎的理想用料，该产品凭借高抗湿滑、高耐磨、低滚动阻力性能成为合成橡胶领域的研究热点。

公司携手大连理工大学和同济大学合作开发“溶聚丁苯橡胶链中官能化技术”。2021 年 5 月，生产出官能化溶聚丁苯橡胶 SSBR72612F 新产品，并通过 72 小时性能考核验收，公司官能化溶聚丁苯橡胶首次实现工业化生产，在国内高性能橡胶材料领域实现了新突破。

销售

2021 年，公司加大市场开发力度，强化大型机构客户开发和跨界营销，灵活调整销售策略，优化营销网络布局，着力销售业务的提质增效。

成品油销售

2021 年，面对国内疫情反复、洪水暴雪等自然灾害频发的严峻形势，我们密切产销衔接，充分借助产业链一体化优势实施精细化营销，强化客户分级分类管理，试点电子卡、小程序加油，积极应对四季度柴油区域性、阶段性资源紧张局面，保障市场供应，提升质量效益。全年实现国内销售成品油 11126 万吨。

营销网络建设及运营

以建设“国际知名、国内一流油气氢电非综合服务商”为目标引领，持续优化投资方向和开发重点，紧跟车用燃料需求变化，积极布局氢能源、光伏和充电桩领域，积极打造服务新场景，助推销售业务转型升级。全年累计新开发加油（气）站 300 座，新投运加油（气）站 305 座，投运加氢站 8 座，充换电站 66 座。截至 2021 年底，公司国内运营的加油站总数达到 22684 座。

加快推进“加油站管理系统 3.0”项目建设，重点突出数字化转型、差异化营销、精细化管理，打造智能化营销和面向用户的数字化运营服务平台。加快推进智慧加油站、智慧供应链、“人·车·生活”生态圈场景建设。微信、支付宝、优途移动支付上线运行，数字化货币在广东深圳、河北雄安等地实现收款。

在权威品牌评级机构中企研市场咨询有限公司（Chnbrand）发布的 2021 年中国品牌力指数SM（C-BPI）品牌排名中，中国石油连续第五年获得批发零售业加油站品类全国品牌力指数年度冠军。

非油品业务

深化油非一体经营，整合集采供应商等第三方合作伙伴资源，打造“商品+服务+油品”组合服务。公司加快发展以洗车为代表的加油站汽服业务，加油、洗车联动，互促互销。以 7000 多座乡镇加油站为依托，联合相关企业打造“化肥+农资+金融+农产品”的新型经营模式，因地制宜服务“三农”。探索社会加油站便利店合作试点，推进自有商品、扶贫商品和特色商品销售。公司全年实现非油收入 273 亿元，其中便利店销售收入 249 亿元。

中国石油首座综合能源服务站在京投运

2021 年 9 月 30 日，中国石油金龙综合能源服务站在北京延庆正式开业。该站集加油、加气、加氢、充电、便利店销售等服务功能于一体，真正实现了“油气氢电非”一站式能源补给。

在加“氢”方面，该站日加氢能力达 1500 千克，北京冬奥会期间为赛事服务车辆提供氢能保供服务；加“油”方面，该站可通过物联网、视频 AI 算法、智能盘点和电子价签等技术，提供车牌付、智能巡检、灯光智能控制

等智慧加油服务；充“电”方面，站内设有 3 台 120 千瓦双枪机充电桩及 6 个停车位，15 分钟可完成一辆电动汽车的充电。加“气”方面，站内设有一台 30 立方米 LNG 橇装式加气设备，一次可存储 LNG 11 吨；“非油”方面，站内便利店分为沉浸式购物、昆仑好客现磨咖啡、娱乐休闲 3 个区域，提供 10 大品类 100 余款中国石油自有商品。

国际贸易

2021 年，公司立足两种资源两个市场，深化全球一体化运作，完善全球营销网络，增强海外市场营销能力，加大海外份额油气销售力度，灵活调整成品油出口计划，拓宽炼化产品海外市场，超前研判市场形势，提前筹措冬季进口气资源，保障国内能源供应。亚洲、欧洲和美洲三大国际运营中心运营管理水平持续完善，跨区、跨市、跨产品运作能力不断增强。全年完成贸易量 4.9 亿吨，实现贸易额 2304 亿美元。

原油贸易

公司优化资源配置，建立高效、灵活、稳定的供应和销售体系，提升原油贸易在资源获取、市场开发、跨区协同、期货纸货交易等方面的综合实力，实现原油贸易业务的高质量发展和规模效益同步提升。

成品油贸易

公司密切跟踪国内外市场形势，以市场为导向，灵活调整成品油出口计划。加大对新兴市场开发力度，成品油贸易在巴基斯坦、墨西哥、印度、荷兰等地取得新突破。不断拓展生物柴油业务，生物柴油贸易排名欧洲前三。深

度参与国内期货交易所交易，保税燃料油合约交割量名列前茅。

天然气贸易

公司加强国际天然气市场研判，优化进口气节奏和结构，有效应对市场供需变化，保障公司天然气产业链运行平稳。加强全球 LNG 贸易运作，探索开展碳交易业务，自有 LNG 船队建设稳步推进。

化工产品贸易

公司积极开拓出口市场，聚丙烯、固蜡等多个化工产品外销取得新突破。化纤原料、轻烃等业务发展势头良好，量利齐增。

海运业务

公司持续优化整合海运业务，完善全球业务布局，进一步提高信息化建设水平，采用程租、期租和包运等多种形式掌控运力，不断提高运输服务保障能力。



LNG 运输船驶向粤东 LNG 接收站

支持和服务

2021 年，公司充分发挥专业化优势，强化精益管理，突出科技创新支撑作用，工程建设、装备智造、研究咨询等业务服务质量持续提升，市场竞争力逐步增强，为公司高质量发展提供了有力保障。

石油工程建设

公司健全完善重点工程协调管控机制，深化“六化”（标准化设计、规模化采购、工厂化预制、模块化建设、信息化管理、数字化交付）应用，专业化服务保障能力和价值创造能力不断提升。截至 2021 年底，公司全年共承担国内外油气田地面、炼油化工、油气储运等重点工程项目 75 项。中国石油集团工程股份有限公司排名 2021 年度美国《工程新闻纪录》“全球十大油气工程承包商”榜单第 4、“全球最大 250 家国际承包商”榜单第 33（按国际营业额统计），均比上年提升 1 个位次。

油气田地面工程

塔里木油田乙烷回收工程顺利投产，俄罗斯阿穆尔天然气处理厂项目第一列、第二列装置按期中交。阿联酋阿布扎比巴布油田升级改造、伊拉克哈法亚天然气处理厂、土库曼斯坦巴格德雷合同区域 B 区西部气田地面工程项目建设有序推进。尼日尔油田二期一体化项目顺利开工。

油气储运工程

唐山 LNG 接收站应急调峰工程、江苏 LNG 接收站扩建工程、粤东 LNG 项目配套管线工程、泰国拉差布里天然气管道等一批项目建成投产。中俄东线天然气管道南段、深圳 LNG 应急调峰站、天津南港 LNG 应急储备、温州 LNG 储运调峰中心、天津南港 LNG 外输管道、唐山 LNG 外输管道等项目建设有序开展。储气库项目建设平稳推进，苏桥储气库群扩容达产，江苏淮安盐穴储气库、楚州盐穴储气库建设进展顺利。



广东石化炼化一体化项目原油码头施工现场

炼油化工工程

长庆及塔里木乙烷制乙烯项目、中化泉州 10 万吨 / 年 EVA 装置顺利投产，广东石化项目加快推进，独山子石化天利高新 20 万吨 / 年 EVA 装置项目、锦州石化资源结构调整项目、锦西石化资源结构调整项目建设进展顺利，大港石化、吉林石化、抚顺石化检维修项目顺利完工。

新能源新材料业务

凭借自身技术储备和工程化能力，公司积极拓展新能源新材料市场。玉门油田 20 万千瓦光伏并网发电示范项目建成投运，华北石化副产氢提纯项目（一期）顺利投产。独山子石化 6 万吨 / 年溶聚丁苯橡胶生产线总承包项目、河南盛通聚源聚碳酸酯项目等新材料项目有序开展。

海外市场开发

公司优化全球市场布局，海外市场开发取得良好成果。成功签约伊拉克祖拜尔脱气站扩建项目，首次进入意大利埃尼公司高端市场；签约博茨瓦纳水务公司玛玛西亚至哈博罗内输水管网采办施工二期、三期项目，成功开辟博茨瓦纳新国别市场；签约尼日尔 - 贝宁原油外输管道项目（尼日尔段 + 贝宁段）、土库曼斯坦巴格德雷合同区 B 区西部 6 个气田前端工程设计 + 工程总承包（FEED+EPC）项目、泰国国家石油公司第七天然气处理厂总承包项目、印尼石油公司东爪哇液化石油气（LPG）冷藏终端开发陆上终端和码头总承包项目、阿联酋阿布扎比陆上石油运营公司布哈萨油田连头总包项目，进一步夯实了与“一带一路”沿线国家项目的合作基础。

石油装备制造

公司装备制造业务着力做好技术、质量、服务和市场工作，加快业务转型升级，持续推进精益管理，不断提升自动化生产、信息化管理、数字化管控、智能化发展水平，生产效率和经济效益明显提高。公司持续提升供应链和营销服务网络，境外分支机构广泛分布于中亚、拉美、中东、非洲、亚太等国际重点油气生产地区。截至 2021 年底，公司生产制造的石油装备产品出口至全球 80 多个国家和地区。

公司大力实施“制造 + 服务”、“产品 + 服务”的业务转型，加大对服务业务的投入，有效延伸产品价值链，提升市场竞争力。公司所属宝鸡钢管公司获评工信部第三批“国家服务型制造示范企业”，宝石机械公司获评“陕西省第一批服务型示范企业”。

公司聚焦页岩气、页岩油开发，加大核心技术关键装备研发力度，一键式人机交互 7000 米自动化钻机、5000 型 /7000 型电驱压裂橇、超高强度 CT150 连续管、大功率储气库注气压缩机等重点装备研发取得新突破，部分产品综合性能达到国际先进水平。

公司重视国际市场开发合作，在全球多个国家和地区设立境外机构，2021 年开拓了刚果（金）、越南、多哥 3 个新市场。大力推广应用“产品 + 服务”业务模式，在多个国家和地区取得市场突破。哈萨克斯坦亚洲钢管厂建设项目圆满完成，澳大利亚管线管项目成功签订。压缩机产品挺进高端市场，应用于坦桑尼亚天然气处理厂项目。新签尼日尔电泵长期服务项目，保持了公司在尼日尔地区电泵市场份额。

资本和金融

公司金融牌照齐全，业务范围涵盖财务公司、银行、金融租赁、信托、保险、保险经纪、证券等多个领域。2021年，公司优化调整组织体系，将资本和金融业务列为四大业务板块之一，着力打造石油金融品牌，服务公司高质量发展。

公司资本和金融业务充分发挥平台优势，深入实施产业金融业务与市场化业务“双轮驱动”，坚持产业金融发展方向，推进产融结合、融融协同，积极发展绿色金融、新能源等业务，不断拓展外部市场，全力提升市场竞争力和品牌影响力。中国石油集团资本股份有限公司荣登“2021年中国上市公司百强榜”，蝉联“中国百强企业奖”和“中国道德企业奖”。2021年，公司投资百亿元设立的产业资本投资公司——昆仑资本有限公司顺利组建并基本完成首支绿色低碳创新基金设立工作。

资金管理

公司通过所属中油财务公司切实履行资金归集、资金结算、资金监控和金融服务职能，助力资金集中管理和资金使用效率提升。中油财务公司持续提质金融产品与客户服务能力，创新开发“绿销贷”、“汇易贷”、“跨境通”和“油品惠”四个专项产品，成功落地产业链买方信贷业务，实现金融服务范围延伸，助力油气主业高质量发展。

银行业务

公司所属昆仑银行进一步明确战略发展目标路径，坚守产业金融定位，围绕产业链深度拓展业务，产融贷款投放量、产融贷款余额同比大幅增长。研发落地“气易贷”、“油易贷”、“中油E通”等线上化产品，建立“产融一体化综合营销服务模式”，产融下游业务初步打开局面。

信托业务

公司所属昆仑信托加大创新业务转型，不断丰富投资品类，积极探索绿色低碳环保、新能源、新材料、新技术

等领域的商业模式，强化业务布局。大力推进资产支持证券（ABS）、资产支持票据（ABN）以及非金事务管理类业务，优化流程和激励措施，资产证券化业务规模将近300亿元。

金融租赁业务

2021年，公司所属昆仑金融租赁公司深耕油气产业链市场，全年累计实现投放金额137.16亿元，同比增长18%。昆仑金融租赁公司自成立以来利润总额突破百亿元大关，业务发展进入一个新的历史阶段。

保险业务

专属保险积极拓展财产险保单承保范围，海外新增承接尼贝管道等5个项目，服务覆盖范围增至23国54个项目。中意人寿保费规模持续增长，全年开拓产融结合新项目17个。中意财险风险管理体系进一步健全，全年保费收入突破十亿元大关，连续三年实现盈利。

保险经纪业务

公司所属昆仑保险经纪公司中标国家石油天然气管网集团有限公司保险经纪项目，成为国家管网集团首席保险经纪人。

昆仑资本助力中国石油战略转型

2021年6月28日，中国石油集团昆仑资本有限公司在北京揭牌。昆仑资本将以新能源、新材料、节能环保、高端智能制造等战略性新兴产业为发展重点，以股权投资促进创新链产业链融合，推动中国石油提升新能源业务比重、加快新材料开发利用、加强科技成果转化应用及新业态培育，助力“清洁替代、战略接替、绿色转型”三步走战略部署的落地。



财务报告

合并资产负债表

金额单位：人民币万元

项 目	2019	2020	2021
流动资产：			
货币资金	23,521,965	22,980,598	27,139,144
拆出资金	21,825,012	18,573,505	23,106,205
交易性金融资产	7,143,397	9,033,679	10,679,143
衍生金融资产	21,693	151,735	39,849
应收票据	51,190	70,598	45,216
应收账款	10,282,689	8,143,434	8,414,957
应收款项融资	756,256	826,193	254,043
预付款项	15,860,429	20,272,616	15,338,354
应收保费	9,412	6,962	10,122
应收分保账款	61,550	84,591	79,739
应收分保合同准备金	129,131	164,282	177,100
其他应收款	3,061,357	3,627,047	5,757,958
买入返售金融资产	1,095,711	2,470,022	6,205,909
存货	25,702,086	17,712,667	18,900,494
合同资产	1	5,972,040	7,425,889
持有待售资产	-	4,261,274	-
一年内到期的非流动资产	16,872,662	14,014,528	19,717,016
其他流动资产	13,287,814	14,421,731	11,185,778
流动资产合计	139,682,355	142,787,502	154,476,916
非流动资产：			
发放贷款和垫款	2,914,965	11,626,245	10,145,452
债权投资	9,338,588	9,543,955	7,067,625
其他债权投资	4,043,082	4,222,444	2,116,119
长期应收款	5,429,496	5,232,915	4,757,943
长期股权投资	15,401,837	29,211,813	31,794,569
其他权益工具投资	1,077,895	908,159	821,347
其他非流动金融资产	4,281,070	5,352,819	3,366,227
投资性房地产	285,536	247,544	246,783
固定资产	90,528,170	58,506,595	58,333,640
在建工程	27,784,967	25,221,709	25,981,994
生产性生物资产	15	-	0

合并资产负债表 (续)

金额单位：人民币万元

项 目	2019	2020	2021
油气资产	97,072,241	94,418,874	95,259,650
使用权资产	-	-	4,583,409
无形资产	10,087,587	10,154,428	10,597,960
开发支出	125,168	96,368	114,553
商誉	4,290,599	821,811	807,795
长期待摊费用	4,660,468	5,247,445	3,575,612
递延所得税资产	3,354,212	2,054,286	2,169,434
其他非流动资产	3,215,961	3,212,471	3,026,390
非流动资产合计	283,891,857	266,079,881	264,766,502
资产总计	423,574,212	408,867,383	419,243,418
流动负债：			
短期借款	10,228,647	7,162,321	6,903,711
向中央银行借款	133,112	262,423	788,749
拆入资金	6,513,967	5,039,282	4,905,504
衍生金融负债	355,141	469,808	364,025
应付票据	4,155,465	6,039,770	6,856,299
应付账款	37,941,075	33,121,344	36,229,511
预收款项	3,288,498	593,295	271,861
合同负债	8,178,464	11,444,918	10,558,380
卖出回购金融资产款	3,032,445	2,667,198	3,274,893
吸收存款及同业存放	19,843,648	20,008,354	20,424,440
代理买卖证券款	1	1	1
应付职工薪酬	4,476,316	3,893,187	4,620,338
应交税费	7,840,769	7,240,553	8,812,336
其他应付款	7,910,603	8,421,270	7,873,086
应付手续费及佣金	2,985	4,006	2,759
应付分保账款	58,244	71,983	59,240
持有待售负债	-	226,152	-
一年内到期的非流动负债	7,259,267	5,982,846	9,487,138
其他流动负债	8,860,446	5,794,662	5,487,537
流动负债合计	130,079,093	118,443,373	126,919,808

合并资产负债表 (续)

金额单位：人民币万元

项 目	2019	2020	2021
非流动负债：			
保险合同准备金	369,138	446,150	565,165
长期借款	2,114,692	5,410,405	9,147,365
应付债券	30,295,055	33,318,851	24,429,740
租赁负债	-	-	2,832,154
长期应付款	566,889	502,167	1,261,161
长期应付职工薪酬	161,301	151,578	148,184
预计负债	16,402,622	13,944,384	15,009,181
递延收益	2,379,049	1,280,810	1,050,030
递延所得税负债	3,528,771	3,131,022	4,428,511
其他非流动负债	315,624	314,416	280,828
非流动负债合计	56,133,141	58,499,783	59,152,319
负债合计	186,212,234	176,943,156	186,072,127
所有者权益（或股东权益）：			
实收资本（或股本）	48,685,500	48,685,500	48,685,500
其他权益工具	10,472,709	14,770,214	10,299,408
资本公积	27,543,562	25,544,143	26,902,334
其他综合收益	-1,487,081	-4,345,199	-5,365,865
专项储备	3,243,908	1,769,080	1,624,369
盈余公积	108,435,466	108,437,123	108,531,185
一般风险准备	1,166,396	1,185,750	1,258,514
未分配利润	-1,099,623	1,812,174	7,081,245
归属于母公司所有者权益（或股东权益）合计	196,960,837	197,858,785	199,016,690
少数股东权益	40,401,141	34,065,442	34,154,601
所有者权益（或股东权益）合计	237,361,978	231,924,227	233,171,291
负债和所有者权益（或股东权益）总计	423,574,212	408,867,383	419,243,418

合并利润表

金额单位：人民币万元

项 目	2019	2020	2021
一、营业总收入	277,143,492	208,714,680	280,727,507
其中：营业收入	274,705,833	206,448,805	278,139,949
利息收入	2,183,438	2,021,508	2,274,006
已赚保费	70,750	69,622	152,017
手续费及佣金收入	183,471	174,744	161,535

合并利润表 (续)

金额单位：人民币万元

项 目	2019	2020	2021
二、营业总成本	262,801,471	202,923,985	262,972,810
其中：营业成本	213,932,400	158,769,390	214,220,438
利息支出	1,037,270	888,492	839,894
手续费及佣金支出	22,044	27,862	156,651
赔付支出净额	40,064	50,507	57,728
提取保险责任准备金净额	34,035	30,526	101,195
分保费用	13,329	18,061	15,854
税金及附加	24,029,607	20,524,912	23,968,339
销售费用	8,388,402	7,936,675	7,940,447
管理费用	9,985,752	7,901,852	8,440,640
研发费用	2,175,270	2,275,934	2,529,179
财务费用	1,026,219	2,540,103	2,244,215
其他	2,117,079	1,959,671	2,458,230
加：其他收益	1,302,195	1,153,091	1,558,558
投资收益（损失以“-”号填列）	1,980,826	5,241,883	4,622,307
汇兑收益（损失以“-”号填列）	6,243	10,556	4,695
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）	122,986	352,343	639,771
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-607,167	-79,691	-577,376
资产减值损失（损失以“-”号填列）	-2,689,570	-2,962,536	-3,656,129
资产处置收益（损失以“-”号填列）	146,236	182,943	150,147
三、营业利润（亏损以“-”号填列）	14,603,770	9,689,284	20,496,670
加：营业外收入	1,214,158	1,660,527	797,685
其中：政府补助	597,727	1,124,997	402,928
减：营业外支出	3,781,558	2,597,838	4,646,681
四、利润总额（亏损总额以“-”号填列）	12,036,370	8,751,973	16,647,674
减：所得税费用	6,077,282	3,724,811	6,621,342
五、净利润（净亏损以“-”号填列）	5,959,088	5,027,162	10,026,332
（一）按经营持续性分类：			
持续经营净利润	5,959,088	5,027,162	10,026,332
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	3,069,567	3,156,874	6,216,526
少数股东损益	2,889,521	1,870,288	3,809,806

财务报告说明

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。除特别说明的计价基础外，均以历史成本为计价原则。

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。

12. 租赁负债

对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。在计算租赁付款额的现值时，采用租赁内含利率作为折现率；无法确定租赁内含利率的，采用增量借款利率作为折现率。租赁付款额包括：扣除租赁激励相关金额后的固定付款额及实质固定付款额；取决于指数或比率的可变租赁付款额；在合理确定将行使该选择权的情况下，租赁付款额包括购买选择权的行权价格；在租赁期反映出将行使终止租赁选择权的情况下，租赁付款额包括行使终止租赁选择权需支付的款项；根据提供的担保余值预计应支付的款项。

13. 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。

14. 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。

15. 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。

16. 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。

17. 报告期会计政策变更

本集团于 2021 年 1 月 1 日起执行财政部 2018 年修订的《企业会计准则第 21 号——租赁》（“新租赁准则”）。

2021 年 1 月 1 日之前的原租赁准则与新租赁准则要求不一致的，本集团按照新租赁准则的规定，根据首次执行新租赁准则的累积影响数调整 2021 年 1 月 1 日的留存收益及财务报表其他相关项目金额，不调整可比期间信息。

二、主要税项

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%。

根据财政部、海关总署、国家税务总局《关于深入实施西部大开发战略有关税收政策问题的通知》（财税〔2011〕58 号），自 2011 年 1 月 1 日至 2020 年 12 月 31 日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按 15% 的税率征收企业所得税，本集团设在西部地区的部分分公司及子公司适用 15% 的优惠税率计算并缴纳企业所得税。2020 年 4 月 23 日，财政部、国家税务总局、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。

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》（2021 年第 13 号公告），规定自 2021 年 1 月 1 日起，将制造业企业研发费用加计扣除比例由 75% 提高至 100%，减轻制造业企业税收负担。

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、国家税务总局、海关总署《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。

根据财政部、税务总局、海关总署《关于深化增值税改革有关政策的公告》（财政部、税务总局、海关总署公告 2019 年第 39 号）的规定，自 2019 年 4 月 1 日起发生增值税应税销售行为或者进口货物，原适用 16% 和 10% 税率的，税率分别调整为 13%、9%。

根据《关于深化增值税改革有关政策的公告》（财政部 税务总局 海关总署公告 2019 年第 39 号）规定，自 2019 年 4 月 1 日至 2021 年 12 月 31 日，允许生产、生活性服务业（含金融服务业）纳税人按照当期可抵扣进项税额加计 10%，抵减应纳税额。

根据财政部、国家税务总局《关于印发〈油气田企业增值税管理办法〉的通知》（财税〔2009〕8 号）和财政部、国家税务总局《关于油气田企业增值税问题的补充通知》（财税〔2009〕97 号）的规定本公司为生产原油、天然气提供的生产性劳务缴纳增值税，各油气田企业与其所属非独立核算单位之间相互移送或者提供的用于生产的货物及应税劳务，不缴纳增值税。

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、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，本公司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），本公司将自产的石脑油、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，减征百分之二十资源税；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，减征百分之三十资源税；稠油、高凝油减征百分之四十资源税。

2018 年 3 月 29 日，根据财政部、国家税务总局《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、国家税务总局发布了《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 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。

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。



6月28日



8月3日



8月30日

大事记

1月

1月15日 签约成为迪拜世博会中国馆官方合作伙伴。

2月

2月5日 与国家电力投资集团签署战略合作协议。

2月11日 塔里木盆地超深层油气勘探（满深3井）获重大突破。

4月

4月6日 与中国邮政签署战略合作协议。

5月

5月18日 联合发起成立中国油气企业甲烷控排联盟并任第一届理事长单位。

6月

6月10日 中国首个5G智能炼厂在长庆石化落地。

6月18日 塔里木油田探明10亿吨级超深大油气区。

6月28日 昆仑资本有限公司揭牌。

7月

7月8日 中国石油智能运营中心投运。

7月16日 参与全国碳市场首日交易，成为获得“全国碳市场首日交易集团证书”10家企业集团之一。



8月31日



11月5日



12月27日



12月28日

8月

- 8月3日 兰州石化长庆乙烷制乙烯项目投运。
- 8月30日 独山子石化塔里木乙烷制乙烯工程投产。
- 8月31日 与北京大学签署战略合作协议。

9月

- 9月25日 与中国人民大学共同成立双碳研究院。
- 9月29日 与中国铝业签署战略合作框架协议。

11月

- 11月3日 牵头或参与的4个项目获国家科学技术进步奖一等奖1项，国家科学技术进步奖二等奖2项，国家技术发明奖二等奖1项。
- 11月5日 在第四届中国国际进口博览会举办期间，主办中国石油国际合作论坛暨签约仪式。
- 11月29日 与俄罗斯石油股份公司联合主办的第三届中俄能源商务论坛开幕。

12月

- 12月1日 与中国石化签署战略合作框架协议。
- 12月13日 克拉玛依油田入选国家工业遗产名单。
- 12月14日 与OGCI成员公司联合签署发布《OGCI 2021年度工作进展报告》。
- 12月27日 玉门油田20万千瓦光伏发电示范项目并网成功。
- 12月28日 迪拜研究院、深圳新能源研究院和上海新材料研究院成立。

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粘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，既有较高的粘度，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）

常温下饱和蒸汽压大于 70 帕、常压下沸点在 260°C 以下的有机化合物，或在 20°C 条件下蒸汽压大于或者等于 10 帕具有相应挥发性的全部有机化合物。

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。

碳达峰

指在某一个时点,二氧化碳的排放不再增长达到峰值,之后逐步回落。

碳中和

人类活动造成的二氧化碳排放与全球人为二氧化碳吸收量在一定时期内达到平衡。

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: 北京俊佳企业策划有限公司

绿色发展 奉献能源
为客户成长增动力
为人民幸福赋新能