



保供与低碳协同共进：我国油气行业转型发展路径与信用格局研判

工商部 | 肖尧

2026 年 9 月 23 日

摘要：

我国油气行业在保障能源安全与推进绿色低碳转型的双重约束下，正由规模扩张转向系统性变革。当前，行业面临增储上产难度加大、能源转型与保供平衡矛盾突出、储气调峰能力不足、市场化改革滞后等结构性压力，叠加对外依存度高位运行的外部风险，提升国内自主供给能力已成为紧迫战略任务。政策层面以保障国家能源安全为首要目标，坚持增储上产，同时统筹油气供应安全与绿色发展。在此背景下，我国油气行业转型发展将围绕四个重点方向展开，勘探开发领域从要素投入驱动转向技术驱动型增产，更加注重单井经济性；油气生产通过 CCUS 产业化实现增产与减排一体化协同，CCUS 从先导试验走向规模化应用；加快储气调峰能力建设，推动天然气行业从单一气源供应转向电力系统调节与兜底保供并重；推进“X+1+X”市场体系建设，以省级管网运销分离与并入整合为重点，释放资源配置效率和商业模式创新空间。信用层面，政策导向将带来信用水平的结构性分化，符合保供与绿色转型方向的企业将获得政策加持，而综合能力较弱的中小型市场主体将面临更大的信用风险。

关键词：油气行业；能源安全；绿色低碳转型；CCUS 产业化；信用分化

正文：

一、我国油气行业发展现状

油气是支撑我国工业体系运行与居民用能需求的战略性资源，“十四五”时期，行业供给保障能力持续增强。根据国家能源局等部门发布的公开统计数据，2021 年以来，全国原油产量多年保持在 2 亿吨以上的稳定水平，2025 年达到 2.16 亿吨；天然气产量连续数年实现百亿立方米量级增长，2025 年超过 2,600 亿立方米；2021~2025 年新增探明的石油地质储量累计 70 亿吨，天然气地质储量累计 7 万亿立方米，油气长输管网总里程达到 19.5 万公里。国内油气供应的资源基础由此得到进一步巩固。

在供给能力稳步提升的同时，行业长期积累的结构性矛盾逐步显现，制约着产业运行效率与发展质量的提高。**第一，增储上产的难度不断加大。**根据中国能源网数据，近年来我国新增油气储量的 54.3% 来自深层、超深层，深层超深层油气资源量达 671 亿吨油当量，新增的探明储量大多分布在地质条件复杂的区域，开发对象整体趋于劣质化；而部分老油气田已经步入开发中后期，综合含水率持续偏高，大庆油田综合含水率超过 90%，剩余油储较为分散，单井投入明显增加，储量开发的经济门槛相应抬高，增储上产从追求规模扩张转向注重开发效益，对技术水平与资金实力提出了更高要求。**第二，能源转型与供应保障之间的平衡矛盾凸显。**2025 年，全国可再生能源发电装机规模超过 23.37 亿千瓦，新增可再生能源发电装机在全国新增电力装机中的比重达 82.7%；可再生能源发电量为 3.99 万亿千瓦时，同比增长 9.6%，在各类电源总发电量中占比 38.3%。新型能源体系建设步伐加快，新能源发电占比不断上升，其固有的间歇性、波动性特征对电力系统调峰能力提出更高要求，油气资源承担的调峰与兜底保供职能加重。同时，“双碳”目标对油气行业提出了明确的减排要求，行业需要同步落实保供任务与减排要求，原有生产方式与绿色发展要求之间的矛盾逐渐突出，油气与新能源融合的探索尚处于示范阶段，可持续的商业模式仍在培育之中。**第三，基础设施体系仍不完善。**全球储气库工作气量在消费总量中的平均占比约为 11.4%，而我国目前仅维持在 7% 左右，储气调峰能力与消费规模之间仍有差距。管网方面，国家石油天然气管网集团有限公司统一并网运行已覆盖 30 个省（自治区、直辖市）及香港特别行政区，但仍有部分省级管网尚未完成运销分离与并入整合。2025 年国家发展和改革委员会（以下简称“国家发改委”）颁布《石油天然气基础设施规划建设与运营管理办法》，要求加快推进省级管网运销分离、以市场化方式融入国家管网，当前管网互联互通与公平开放制度落地仍有进一步深化的空间。**第四，市场化改革仍有待深化。**“X+1+X”市场体系尚未完全建立，竞争性业务环节的参与主体活力还需进一步激发。

当前，我国能源安全正面临内外双重压力，提升国内自主供给能力、破解粗放式发展困局已成刻不容缓的战略任务。从外部环境看，全球能源供需格局持续重构，国际油气贸易通道、跨境投资的不确定性显著抬升，国际油气供应链的安全稳定性面临更大挑战。2025 年，我国石油对外依存度达 72.7%，天然气对外依存度约为 40%，对外依存度均维持高位，油气供应链稳定性面临地缘冲突、海运风险、价格剧烈波动等多重外部冲击，单纯依靠进口难以满足国内能源安全底线要求，提升国内自主供给能力的现实紧迫性持续提高。从内部条件看，资源禀赋约束、减排压力、基础设施瓶颈

与市场机制不完善相互叠加，粗放式增长已难以为继。由此可见，推动油气行业转型升级，既是应对外部供应风险、保障国家能源安全的现实要求，也是顺应绿色低碳发展趋势、提升产业竞争力的内在需要，行业亟需在发展理念、产业结构与运行机制层面实现系统性变革。

二、我国油气行业发展的政策导向

保障国家能源安全为首要任务，坚持油气勘探开发增储上产，提升自主供给能力。

我国原油对外依存度长期高位运行，国际油气市场波动频繁，进口不确定性加大，能源安全成为行业稳定发展的底线，油气增储上产始终是政策引导的核心方向。2026 年，油气行业组织实施新一轮油气勘探开发战略行动，确保全年国内原油产量稳定在 2 亿吨以上、天然气产量持续提升；国家发改委、国家能源局印发《石油天然气发展“十五五”规划》（以下简称“《规划》”），将保障能源安全列为两大任务之一，提出到 2030 年国内油气供应量达到 4.4 亿吨油当量，部署加大鄂尔多斯、渤海湾等重点盆地常规资源勘探、推动海洋油气产量当量达到亿吨级规模、加快非常规油气勘探突破。围绕上述部署，国家能源局推动以鄂尔多斯、四川、渤海湾、塔里木等盆地为重点建设油气战略保障基地，确保原油年产量长期稳定、天然气自给率高于 50%，并印发《鄂尔多斯盆地东部区域煤层气增储上产行动方案（2026—2030 年）》，同步加快深层、深水等关键技术攻关和人工智能应用。政策层层递进，夯实资源接续基础、推动国内油气稳产增产，带动企业勘探开发投入持续增加，增强油气自主保障能力。

围绕“双碳”目标，统筹油气供应安全与绿色发展，推动油气行业用能清洁替代。

油气上游领域既是能源生产大户，也是能源消费大户，勘探开发环节能耗和碳排放强度较高，在“双碳”目标约束下，行业面临节能降碳与保障供应双重任务。2026 年，国家能源局印发《能源领域节能降碳行动计划（2026—2028 年）》，提出提升油气勘探开发电气化率、探索建设低碳零碳油区，推进油气输送管道驱动设备“油改电”“气改电”，并在鄂尔多斯、渤海湾、准噶尔、珠江口等盆地布局二氧化碳驱油封存项目。同时，《规划》将绿色低碳发展与能源安全并列为两大任务，明确到 2030 年建成生产方式绿色低碳的现代油气产业体系，推动油气与新能源、CCUS（碳捕获、利用与封存）、伴生资源协同开发。2026 年油气行业重点工作进一步提出，加快油气田由“传统能源生产者”向“综合能源供应者”“减碳综合服务者”转变。政策安排兼顾减碳与增产，既降低生产环节能耗和碳排放，又通过绿电替代和 CCUS 增加油气商品供应量，绿色勘探开发新模式逐步成型，为行业可持续发展开辟新的空间。

三、我国油气行业的转型发展路径

在对外依存度高位运行、资源劣质化加剧、减碳约束趋紧的多重约束条件下，我国石油天然气行业转型路径可从勘探开发技术升级、CCUS 产业化推进、储气调峰能力补强、市场机制完善四个维度展开。

油气勘探开发从依赖要素投入的规模扩张转向依靠技术迭代实现增产。国内油气供给能力是应对外部风险的根本依托。2021~2025 年，我国原油和天然气产量均持续增长，2025 年原油产量达 2.16 亿吨，天然气产量突破 2,600 亿立方米。但资源条件的变化正在改变增产的实现方式——新增探明储量中深层、超深层占比过半，老油田综合含水率持续攀升。储量开发的经济门槛相应抬高，产量稳产必须依靠技术迭代而非要素投入扩张。从技术突破方向看，海洋油气、深层超深层、页岩油、页岩气是增量资源的主要来源。2021~2025 年，我国页岩油产量由 240 万吨增长至 850 万吨以上；页岩气产量由 230 亿立方米增长至 270 亿立方米，2025 年非常规天然气产量占比增至 42%。由此可见，此前不具备经济性的资源正在通过技术迭代逐步转化为可动用储量。国家能源局以鄂尔多斯、四川、渤海湾、塔里木等盆地为重点建设油气战略保障基地，推动海洋油气产量当量达到亿吨级规模，同步推进深层、深水关键技术攻关和人工智能应用。从投入端看，企业勘探开发投资强度的维持是产量目标兑现的前提，投资决策将取决于单井经济性而非产量规模本身。从规模扩张转向技术驱动型增产将是行业转型的主要目标。

表 1 2021~2025 年我国原油和天然气生产情况

项目	2025 年	2024 年	2023 年	2022 年	2021 年
原油（亿吨）	2.16	2.13	2.08	2.04	1.99
页岩油（万吨）	超过 850	600	超过 400	超过 300	240
天然气（亿立方米）	超过 2,600	2,464	2,300	约 2,200	2,060
页岩气（亿立方米）	超过 270	超过 250	250	240	230

数据来源：国家能源局，大公国际整理

通过 CCUS 产业化实现油气增产与碳减排一体化协同。油气生产环节既是能源生产大户，也是碳排放源，这一双重属性决定了减排不能简单依靠减产实现。CCUS 技术的产业化应用旨在通过二氧化碳驱油提高采收率，同时完成碳封存，使减排成本部分转化为增产收益，为化解增产与减排之间的矛盾提供了产业化路径。从实施进展看，近年来，我国 CCUS 产业化效益不断提升。2021 年，中国石油天然气集团有限公司 CCUS 项目二氧化碳年注入能力为 56.7 万吨；2022 年突破 100 万吨，产油 30 万吨。2023~



2025 年，全国 CCUS 项目年注入二氧化碳量持续提升，2025 年全国运营 CCUS 项目 90 个，年注入二氧化碳量超过 380 万吨，累计注入近 2,000 万吨，驱油产量接近 98 万吨。根据《规划》，2030 年，我国二氧化碳捕集与封存/二氧化碳捕集利用与封存（CCS/CCUS）年注入二氧化碳要达到 1,000 万吨。由此可见，CCUS 已从先导试验进入规模化应用阶段。未来，CCUS 技术将从单点示范项目运营转向产业化覆盖，构建“驱油增产—碳封存”协同模式将成为行业发展的新途径。

表 2 2023~2025 年我国油气行业 CCUS 项目运行情况（单位：万吨）

项目	2025 年	2024 年	2023 年
年二氧化碳注入量	385.4	接近 300	超过 200
驱油产量	97.9	超过 60	-

数据来源：国家能源局，大公国际整理

加快储气调峰能力建设，推动天然气行业从单一气源供应转向电力系统调节与兜底保供并重。近年来，可再生能源装机规模和发电量均持续增长，占全国总装机规模和发电量的比重均持续提升，风电、光伏的间歇性与波动性使电力系统对灵活性资源的需求显著增加，天然气发电的调峰价值从民生保供气源扩展为电力系统灵活性的重要支撑。截至 2025 年末，我国地下储气库与 LNG 储罐合计形成的调峰规模约为 540 亿立方米，占当年天然气年消费总量的 12.7% 左右，与国家提出的四个“5”储气目标仍存在差距。由于储气库建设周期长、投资规模大、直接收益有限，其推进速度取决于价格疏导机制与调峰价值补偿机制的完善程度。政策层面已提出天然气储备规模占全国消费比重超过 13% 的目标，并明确因地制宜布局调峰气电项目，支持气电与新能源和调峰设施联营。随着相关制度的不断完善，天然气行业的角色将从“气源供应者”向“系统调节者”延伸，弥补储备能力结构性短板将成为行业转型发展的重要方向。

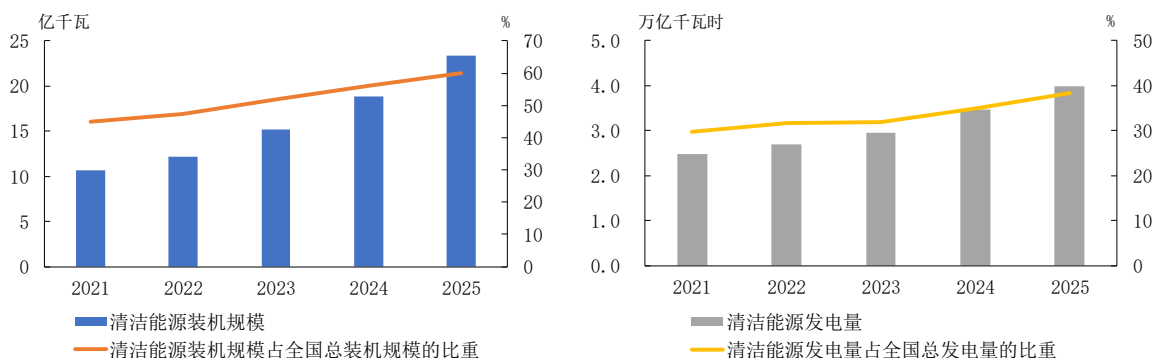


图 1 2021~2025 年我国清洁能源装机及发电情况

数据来源：国家能源局、国家发改委，大公国际整理

推进“X+1+X”市场体系建设，上游勘探开发引入多元竞争主体，中游管网保持自然垄断并公平开放，下游销售充分竞争。当前，部分省级管网尚未完成运销分离与并入整合，管网互联互通与公平开放制度的落地仍有空间。中游环节制度不完善，会向上游传导接入成本压力，抑制多元主体参与勘探开发的积极性；同时也会使下游形成准入壁垒，削弱销售环节的竞争实效。省级管网运销分离的推进将直接影响上游企业的管网接入成本与下游用户的用气选择权。竞争性业务环节的主体活力激发，依赖于管网基础设施的公平准入和定价机制的透明化。市场化改革的滞后，不仅制约资源配置效率，也会延缓新能源与油气融合等新业态的商业模式成型。从转型全局看，市场机制是其他三个维度得以有效运转的制度基础，没有公平准入和透明定价，技术投入的回报预期不稳定，CCUS 的收益链条难以闭合，储气调峰的投资激励也无法有效传导。因此，行业需重点突破省级管网运销分离与并入整合，以市场化改革释放资源配置效率和商业模式创新空间。

四、我国油气行业企业信用水平研判

（一）上游勘探开发企业

国有大型一体化油气央企信用支撑能力较强，但需要关注新项目投资回报不及预期带来的盈利波动风险。该类企业承担国家增储上产、CCUS 示范、储备设施建设等政策性任务，符合行业的核心发展方向。政策层面鼓励加大勘探开发投资，相关企业重大项目获得审批、资源配置倾斜，资源获取能力强；企业业务覆盖完整产业链，收入来源多元，能够对冲油价周期波动风险；经营现金流基础雄厚，外部融资渠道通畅，融资成本低，债务违约风险极低，中长期偿债能力维持较强水平。另一方面，企业需要承担大量资本开支，非常规油气、深海项目、CCUS 项目前期投资大，回报周期长，会阶段性抬升资本支出压力；低品位储量开发会带来成本上行压力。

民营中小型上游开采企业可参与的勘探区块资源禀赋普遍偏弱，资源获取能力弱于央企，信用风险相对较高。政策鼓励社会资本参与竞争性环节，但增储上产仍然由大型央企主导。民营企业如果拥有品质较好的存量油气资产，经营现金流尚可，能够维持稳定经营；若以低品位储量为主，受开发成本抬升影响，盈利空间被压缩，资本开支压力上升。该类企业普遍融资渠道有限，融资成本偏高，抗油价波动能力弱，一旦油价下行，容易出现现金流恶化，推高债务风险，中长期偿债能力分化明显；部分从事海外油气资产投资的民企，还将叠加地缘政治风险，信用风险进一步抬升。

（二）管网储运基础设施企业

管网企业信用稳健但需关注资本投入与整合进度，储气项目存在盈利不确定性。管网基础设施主体承担全国一张网建设任务，业务具备公用事业属性，输配收入受监管定价约束，现金流可预测性强，政策支持力度大，经营稳定性高，中长期偿债能力强。但管网建设资本投入规模巨大，项目回报周期长，企业会持续保持较高债务规模，需要关注项目投产进度、输气量利用率对现金流的影响。地方省级管网企业，若完成市场化融入国家管网，业务规范性提升，信用基本面得以改善；尚未完成整合的地方管网，将面临资产整合、业务调整带来的不确定性。从事 LNG 接收站、商业储气库投资的社会资本，受益于储备设施建设政策导向，但储气业务成本疏导机制尚未完全成熟，项目盈利存在不确定性，信用取决于项目规模、股东背景、融资条件。

（三）炼化加工企业

头部炼化企业受益于转型与资源配套，信用状况相对稳健，但产能过剩与技改投入将带来资金压力。头部大型一体化炼化企业，落实“油转化、油转特”政策，向精细化工、新材料转型，拥有配套原油资源，能够对冲原料价格波动，产业政策支持整合升级，经营稳定性较强，债务风险可控。但炼化行业整体产能过剩，转型过程中需要持续投入技改资金，存在一定资本开支压力。

中小型炼化企业将出现明显分化。具备专精特新定位、聚焦特色化工产品的中小企业，符合规划导向，生存空间得到保留；无资源配套、产品低端同质化的中小炼厂，面临减量置换、落后产能退出压力，盈利空间持续压缩，若无法完成转型，将出现经营现金流恶化，债务压力上升，信用下行风险加大。

（四）城市燃气及下游分销企业

大型国有城燃企业信用水平相对稳定，中小民企受成本与债务压力信用承压。政策导向推动管网互联互通，有利于气源供给多元化，部分区域城燃企业气源采购成本得到优化。城燃企业具备特许经营属性，基础居民用气业务现金流稳定，但工业用气业务受宏观需求波动影响较大。大型国有城燃企业，股东实力强，融资渠道通畅，信用水平整体稳健；民营中小型城燃企业，受采购成本波动、终端价格疏导难度影响，盈利存在不确定性，部分企业存在债务集中到期压力，偿债能力取决于区域用气规模、股东支持力度。

（五）油服技术服务企业

上游投资支撑油服领域需求，头部企业优势稳固，中小企业面临订单与回款压力，信用风险提高。上游勘探开发保持合理投资强度，整体利好油服行业需求。大型头部油服企业技术实力强，订单来源稳定，受益于深层、深海、非常规油气开发工程需求，经营稳定性较好。中小油服企业竞争激烈，议价能力弱，订单高度依赖大型油气企业，应收账款占比高。若技术能力不足，无法适配复杂油气开发工程要求，会面临订单萎缩，现金流承压，推高信用风险。

整体来看，政策导向带来的不是全行业信用普涨，而是结构性分化。符合国家保供、绿色转型方向，具备资源优势、技术优势、强大股东背景、多元融资渠道的企业，经营稳定性与中长期偿债能力将得到政策加持；而资源禀赋差、业务低端、转型滞后、融资能力薄弱的中小型市场主体，将面临更大经营压力，信用风险抬升。



报告声明

本报告分析及建议所依据的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的合法性、真实性、准确性和完整性不作任何保证，也不保证所依据的信息和建议不会发生任何变化。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不构成任何投资建议或决策依据。投资者依据本报告提供的信息进行证券投资所造成的一切后果，本公司概不负责。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发，需注明出处为大公国际，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。