

附件 1

石油发展“十三五”规划

目 录

前 言.....	1
一、规划背景.....	2
（一）发展基础.....	2
（二）发展形势.....	4
二、指导思想和目标.....	7
（一）指导思想.....	7
（二）基本原则.....	7
（三）发展目标.....	8
三、重点任务.....	10
（一）加强勘探开发保障国内资源供给.....	10
（二）推进原油、成品油管网建设.....	12
（三）加快石油储备能力建设.....	14
（四）坚持石油节约利用.....	15
（五）大力发展清洁替代能源.....	15
（六）加强科技创新和提高装备自主化水平.....	16
四、规划实施.....	18
（一）组织实施.....	18
（二）保障措施.....	19
五、环境保护.....	23
（一）环境影响分析.....	23
（二）环境保护措施.....	23

前 言

能源是我国经济社会发展的重要基础。石油作为重要的化石能源之一，随着我国国民经济持续稳定发展和人民生活水平的不断提高，其需求一定时期内仍将稳定增长。

世界经济在深度调整中曲折复苏，全球能源格局正在发生深刻变革，国内外石油供需总体宽松，国际油价剧烈波动且低位徘徊。国内经济进入新常态，经济发展方式加快转变，能源生产和消费革命成为长期战略。全面深化体制改革和“一带一路”建设，为行业发展和国际合作拓展了新的空间。我国石油工业发展面临挑战的同时迎来重要战略机遇期。

根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》和《能源发展“十三五”规划》的总体要求，为促进石油产业有序、健康、可持续发展，国家发展改革委、能源局组织编制了《石油发展“十三五”规划》（以下简称《规划》）。

本《规划》包括上游资源勘探开发、中游原油成品油管网等基础设施建设，兼顾下游石油节约和替代，是“十三五”期间我国石油产业健康发展的重要指引。在实施过程中，将根据实际情况对本规划进行适时调整、补充。

一、规划背景

（一）发展基础

储量快速增长，产量稳中有升。新一轮全国常规油气资源动态评价成果表明，我国陆上和近海海域常规石油地质资源量 1085 亿吨。截至 2015 年底，连续 9 年新增探明石油地质储量超过 10 亿吨，累计探明地质储量 371.7 亿吨，探明程度 34%，处于勘探中期。2000 年起，国内石油产量连续 6 年稳定在 2 亿吨以上。

消费持续稳定增长。2015 年国内石油表观消费量 5.47 亿吨，占国内能源消费总量的 18%，“十二五”期间年均增速 4.8%，较“十一五”低约 3 个百分点。2015 年国内成品油消费量 3.38 亿吨，“十二五”期间年均增速 6.2%，较“十一五”低近 1 个百分点。2015 年石油净进口 3.33 亿吨，“十二五”期间年均增速 7%，较“十一五”低 6 个百分点。

综合保障能力显著提升。西北、东北、西南和海上四大进口战略通道布局基本完成，油源供应、进口渠道和运输方式逐步实现多元化。“十二五”期间国内新投运原油长输管道总里程 5000 公里，新投运成品油管道总里程 3000 公里。截至 2015 年底累计建成原油长输管道 2.7 万公里、成品油管道 2.1 万公里，基本满足当前国内原油、成品油资源调配需求。

技术创新和装备自主化再上台阶。创新了连续型油气聚集等地质理论，发展完善了低渗及稠油高效开发、三次采油等世界领先的技术系列，大型成套压裂机组、近钻头端地质导向系统等核心技术

装备国产化取得突破。掌握了 300 米水深勘探开发成套技术，具备了 1500 米水深自主勘探开发能力和 3000 米水深工程技术装备及作业能力，建成投运“海洋石油 981”深水半潜式钻井平台。

体制机制改革取得阶段性成果。按照党的十八届三中全会《关于全面深化改革重大问题的决定》精神，我国油气体制改革稳步推进。常规油气勘探开发体制改革率先在新疆启动试点，勘探开发和基础设施建设领域混合所有制试点稳步推进，投资主体进一步多元化；初步组建起行业监管队伍，基础设施第三方公平开放开始实施；原油进口权逐步放开，期货市场建设加快推进，成品油价格形成机制进一步完善。

总体来看，“十二五”时期我国石油产业发展面对全球能源格局深刻调整、国际油价剧烈波动的复杂外部环境，积极适应国内经济发展新常态，实现了稳步增长。同时，随着全面深化体制改革的推进和“一带一路”建设、京津冀协同发展战略、长江经济带发展战略的实施，石油行业迎来新的发展契机，将在“十三五”时期得到新的稳步发展。

专栏1 “十二五”时期石油行业发展成就				
指标	单位	2010年	2015年	年增长率
累计探明储量	亿吨	312.8	371.7	3.51%
产量	亿吨/年	2.03	2.14	1.06%
表观消费量	亿吨/年	4.32	5.47	4.83%
石油净进口量	亿吨/年	2.39	3.33	6.86%
原油管道里程	万公里	2.2	2.7	4.18%
原油一次管输能力	亿吨/年	3.9	5.3	6.33%
成品油管道里程	万公里	1.8	2.1	3.13%
成品油一次管输能力	亿吨/年	1.4	2.1	8.45%

（二）发展形势

1、面临的机遇

全球石油供需形势总体宽松。美国页岩革命带动了页岩油、致密油等非常规、低品位资源勘探开发，2015年全球石油产量43.6亿吨，储采比55。预计“十三五”全球石油供应持续宽松、油价维持低位、需求稳定增长、消费重心东移。新常态下我国经济长期向好的基本面没有改变，“十三五”时期石油需求仍将稳步增长，但增速进一步放缓，石油在一次能源消费中的占比保持基本稳定。

体制机制改革全面深化。国内外油气供需总体宽松的态势，为深化油气行业改革提供了难得的历史机遇。“十三五”时期我国油气体制改革将在放宽市场准入、完善管网建设运营机制、落实基础设施公平接入、市场化定价、完善行业管理和监管等方面深入推进，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用。

国际合作迎来新机遇。当前地缘政治和国际能源格局深刻调整

的战略机遇期为我国积极拓展国际石油合作，参与全球能源治理提供了新空间。党中央提出建设“丝绸之路经济带”和“21世纪海上丝绸之路”的合作倡议，能源合作是其中重要的内容之一，有助于加大与相关国家在油气勘探开发、投资贸易、技术服务等领域合作，加强能源基础设施互联互通，共同维护跨境管道安全。

2、面临的挑战

石油供应安全面临挑战。国内石油总体进入低品位资源勘探开发的新阶段，产量大幅增长难度大，开放条件下的石油供应安全仍是面临的重要问题。原油进口主要集中在中东等地缘政治不稳定地区、海上运输过于依赖马六甲海峡、陆上跨国管道突发事件等风险依然存在。石油储备规模及应急响应水平、国际石油合作质量还不能完全适应近年来国际油价波动幅度加大、频率加快的市场格局。

国内石油勘探投入不足。油气领域勘探开发主体较少，区块退出和流转机制不健全，竞争性不够。加之不同地区地质认识和资源禀赋差异，各公司勘探主要集中在资源丰度高地区，风险勘探积极性不高，部分地区勘探投入不足。一些国内企业通过“走出去”已获得国外区块，积累了技术和管理经验，但国内准入仍存在诸多限制，制约了多元化资本投入。

行业可持续发展存在制约。国内老油田已进入开发中后期，历史包袱和社会负担重、人员冗余，经营成本相对较高。大型国有企业经营机制不灵活、治理结构不完善，管理水平较国际一流企业仍存在较大差距。石油海外投资迅速增长，但控制和抵御风险能力不

强，盈利能力持续下滑，国际话语权较弱。伴随 2014 年以来油价大幅下跌，国内石油行业市场化体系不健全、竞争力不足等体制性问题凸显。同时，低油价下企业大幅削减投资，油田作业量减少，员工收入下降，可能带来老油区社会稳定等风险隐患。

项目建设和管道安全面临压力。随着我国城乡经济发展和城镇化率提高，石油产能建设及基础设施项目与城乡规划、土地利用、生态保持的冲突时有发生，用地保障难度加大，部分管道路由难以协调。管道建设与其他基础设施相遇相交日益增多，管道占压和第三方破坏、损伤比较严重，管道安全运营风险加大，管道检验检测和完整性管理还未推广，检验检测技术水平不适应安全需求。渤海等近海海域用海矛盾日益突出。国家对海洋石油开发及管输环境保护和作业安全提出更高要求。

二、指导思想和目标

（一）指导思想

全面贯彻党的十八大和十八届三中、四中、五中、六中全会精神，深入落实习近平总书记系列重要讲话精神，牢固树立创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念，以能源供给侧结构性改革为主线，遵循“四个革命、一个合作”能源发展战略思想，紧密结合“一带一路”建设、京津冀协同发展战略、长江经济带发展战略的实施，贯彻油气体制改革总体部署，发挥市场配置资源的决定性作用，加强国内勘探开发，完善优化管网布局，强化科技创新，构建安全稳定、开放竞争、绿色低碳、协调发展的现代石油产业体系，保障经济社会可持续发展。

（二）基本原则

供应保障与节约利用相互支撑。加大国内勘探开发，开拓海外、多元进口、强化贸易，构建国内基础稳固、海外布局多元的供给体系，保障石油供应安全。坚持节约优先，提高石油利用效率，推广替代能源，引领石油消费低速增长。

深化改革与加强监管相互结合。着力破除制约行业发展的体制机制障碍，实现勘探开发有序准入和基础设施公平开放，完善价格形成机制，发挥市场在资源配置中的决定性作用。加快“立改废”，完善法规体系，强化行业监管和市场监管，注重发挥协会、第三方研究机构、社会媒体的积极作用。

整体布局与区域发展相互衔接。统筹国内外资源，结合国家石

化产业基地布局和各地区市场需求，整体规划、优化流向、适度超前，推进原油、成品油管网建设，加强主干管网及区域管网互联互通，打破地域分割和行政垄断。落实“一带一路”建设、京津冀协同发展战略、长江经济带发展战略，拓展石油产业发展新空间。

开发利用与环境保护相互协调。处理好资源开发利用与土地利用、环保、城乡规划、海洋主体功能区划、海洋功能区划等相关规划的统筹衔接，加强生产、运输和利用等全产业链生态环境保护，完善节能环保管理体系，强化源头控制和污染物治理，推进产业绿色、可持续发展。

（三）发展目标

1、储量目标

“十三五”期间，年均新增探明石油地质储量 10 亿吨左右。

2、石油供应

2020 年国内石油产量 2 亿吨以上，构建开放条件下的多元石油供应安全体系，保障国内 2020 年 5.9 亿吨的石油消费水平。

3、基础设施能力

“十三五”期间，建成原油管道约 5000 公里，新增一次输油能力 1.2 亿吨/年；建成成品油管道 12000 公里，新增一次输油能力 0.9 亿吨/年。到 2020 年，累计建成原油管道 3.2 万公里，形成一次输油能力约 6.5 亿吨/年；成品油管道 3.3 万公里，形成一次输油能力 3 亿吨/年。

专栏2 “十三五”时期石油发展主要目标					
指标	单位	2015年	2020年	年增长率	属性
累计探明储量	亿吨	371.7	420	2.47%	预期性
产量	亿吨/年	2.14	2以上	--	预期性
石油表观消费量	亿吨/年	5.47	5.9	1.52%	预期性
石油净进口量	亿吨/年	3.33	3.9	3.21%	预期性
原油管道里程	万公里	2.7	3.2	3.46%	预期性
原油管输能力	亿吨/年	5.3	6.5	4.17%	预期性
成品油管道里程	万公里	2.1	3.3	9.46%	预期性
成品油管输能力	亿吨/年	2.1	3	3.51%	预期性

三、重点任务

（一）加强勘探开发保障国内资源供给

陆上和海上并重，加强基础调查和资源评价，加大新区、新层系风险勘探，深化老区挖潜和重点地区勘探投入，夯实国内石油资源基础。巩固老油田，开发新油田，加快海上油田开发，大力支持低品位资源开发，实现国内石油产量基本稳定。

1、加强基础地质调查和资源评价

深化东（中）部、发展西部、加快海域，重点加强主要含油气盆地的地质勘查。深化成熟勘查区块的精细勘查，加强老油区的新领域深度挖潜。坚持新地区、新领域、新深度、新层位油气地质调查，提交一批后备选区。加强非常规资源地质调查，推动基础理论创新和复杂地区勘查技术突破。东（中）部以松辽和渤海湾等含油气盆地新层系、深层、古潜山、滩海为重点，主要目标为构造-岩性和地层岩性圈闭；西部地区以鄂尔多斯、四川、塔里木、准噶尔、柴达木等含油气盆地的叠合盆地前陆克拉通古隆起为重点，主要目标为大中型构造和地层-岩性圈闭，加强羌塘盆地等新区勘查。海域勘查以寻找新的大中型油气田为目标，重点勘查渤海海域、珠江口盆地北部和北部湾盆地等，加大深水区勘查力度。

2、加强勘探实现石油增储稳产

石油企业要切实加大勘探力度，保障“十三五”勘探工作量投入，实现“十三五”期间新增探明地质储量50亿吨左右。东（中）部陆上老油区立足松辽和渤海湾盆地，深化精细勘探、增储挖潜，

“十三五”期间力争新增探明地质储量 11 亿吨左右。西部地区以鄂尔多斯、塔里木、准噶尔、柴达木、吐哈盆地等为重点，加快优质资源储量探明，“十三五”期间力争新增探明地质储量 27 亿吨左右。加快海洋油气勘探力度，“十三五”期间新增探明地质储量 12 亿吨左右。

实现国内石油产量基本稳定。稳定松辽盆地、渤海湾盆地等东（中）部生产基地，积极发展先进采油技术，提高原油采收率，努力减缓大庆、胜利、辽河等老油田产量递减，2020 年东（中）部地区实现石油产量 8300 万吨以上。巩固发展鄂尔多斯、塔里木和准噶尔盆地等西部石油生产基地，增储稳产、力争增产，2020 年西部地区实现石油产量 7000 万吨以上。加快海洋油气开发步伐，2020 年海域石油产量 4700 万吨以上。

支持低品位资源勘探开发工程示范和科技攻关。重点开展鄂尔多斯、松辽、渤海湾、新疆、海上等地区的超低渗、致密油（页岩油）、稠油、油页岩、油砂等低品位资源勘探开发工程示范，加强低成本开发技术攻关。

专栏 3 勘探开发重点项目

东（中）部：加大老区精细挖潜，强化三次采油和稠油转换开发。松辽盆地推进外围效益产能建设，致密油水平井示范区建设，加快二氧化碳驱油工业化试验。渤海湾盆地重点推进济阳坳陷等隐蔽油气藏勘探，重点突破古潜山、深层、新类型油藏领域。围绕东部富油凹陷重点区带的新层系、新类型与外围新区加强评价勘探，扩大储量规模。

西部：鄂尔多斯盆地深化安塞、靖安、西峰等老区精细挖潜，推进姬塬、华庆、西峰-合水、镇北的超低渗资源规模动用，探索长 7 致密油工业化开发技术，加强鄂南地区古生界探索。塔里木盆地加强塔北-塔中碳酸盐、塔河周边与深层、顺北、巴楚等区域规模储量发现，探索塔

西南等新区。准噶尔盆地持续深化准西北缘、准中、准南山前带等重点增储区带勘探，加快西北缘新区建产。

海域：渤海建成辽东湾、渤西南、渤中、渤东四大生产区，深化渤海、南海等老油田精细开发，加强常规、非常规稠油热采。

（二）推进原油、成品油管网建设

整体规划、科学布局、充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，优化管输流向，加强多元供应，提高管输比例和运行效率，有效降低物流成本。原油管道重在优化和提升陆上、海上原油进口能力，成品油管道重在解决区域油品不平衡问题和提高管输比例。加强科技创新，提高管道装备制造和工程技术水平，推进装备国产化，加快实现管道系统智能化、网络化。落实管道第三方公平开放，优先考虑利用现有管道向目标市场输送资源。加强管道保护和安全隐患治理。着力构建布局合理、覆盖广泛、安全高效的现代石油管道网络。

1、推进原油管道建设

统筹原油管道与炼化基地、储备基地协同发展，保障炼厂原油供应、储备基地收储和动用。

（1）拓展陆上原油进口通道

建成中俄原油管道二线和中缅原油管道国内段，研究完善中哈原油管道增输配套设施，开展中哈原油管道延伸到格尔木项目前期工作。

（2）优化和提升海上原油接转能力

优化码头布局，提高东部沿海原油码头接卸能力，配套建设外

输管道。统筹长江经济带管网布局，加快建设沿江主干管道，配套输配体系和仓储设施，开展大亚湾-长岭原油管道项目前期工作。鼓励新取得进口配额的原油加工企业通过管道输送进口原油，规划配套新建管道。

（3）推进其他原油管道建设

统筹国内资源开发，配套新建国内原油输送通道。与规划建设的炼化基地、炼油项目、国储基地等配套新建管道。

（4）实施管道隐患治理及改造

以东北、华北、华南等地区老旧管道为重点，加快实施以新代老、隐患治理等管道改造整改工程。

专栏4 原油管道重点项目

陆上进口通道：中俄原油管道二线，中哈原油管道增输配套、中缅原油管道（国内段）及配套。开展中哈原油管道延伸到格尔木项目前期工作。

长江经济带海上原油进口通道：仪长复线仪征-九江段、日仪增输、连云港-仪征原油管道。开展大亚湾-长岭原油管道项目前期工作。

其他海上进口通道：日照-濮阳-洛阳、董家口-齐鲁-东营、日照港-沾化、董家口-潍坊-鲁中鲁北原油管道。

改造整改工程：临邑-济南原油管道复线（以新代老）、廉江-茂名原油管道（以新代老）、庆铁三四线站场改造、铁大线（铁岭-鞍山段）增输、铁大线（鞍山-大连段）改造、鲁宁线安全隐患整治等。（见附表1）

2、加快成品油管道建设

就近供应、区域互联。推进东北到华北华中、华南到西南等跨区管道建设，解决油品资源不平衡和运输瓶颈问题。加快布局云南等西南地区、山西等华北地区成品油管道，提高区域成品油管输供

应。依托长三角炼化基地集群和沿江炼厂，加快完善长江经济带管网布局，减少长江水路运输。与规划建设的炼油及升级改造项目、煤制油项目、成品油中转库和储备库、航油油库等配套新建管道。统筹军事需求，根据军队油料需求计划和分输地要求，在管道适当位置预留分输口或结合已有站场建设分输设施，改扩建格尔木-拉萨成品油管道。

结合不同运输方式在石油运输中的优势和特点，加强管道运输与公路、铁路、水运等运输方式的高效衔接，提升油品周转效率。在满足管道输送能力规模和经济性的前提下，鼓励建设替代现有水运、公路、铁路的管道项目。落实管道第三方公平开放，优先考虑利用现有管道向目标市场输送资源，鼓励企业间油品资源串换。提升管道运输技术与运行管理自动化水平，提高油品顺序输送能力。

专栏 5 成品油管道重点项目

东北到华北、华中：锦州-郑州成品油管道。

长江经济带：樟树-株洲成品油管道。

西南和华南：湛江-北海成品油管道。改扩建格尔木-拉萨成品油管道及配套。

华北和华中等其他地区：洛阳-三门峡-运城-临汾、三门峡-西安、永坪-晋中成品油管道。

适时推进蒙西、蒙东煤制油外输管道建设。（见附表 2）

（三）加快石油储备能力建设

1、加快国家石油储备基地建设

推进国家石油储备二期、三期项目建设。加强国家对政府储备基地的统一管理。加快成品油政府储备基础设施建设。

2、稳步落实储备规划

协调推进国家石油储备基地收储工作。积极利用符合规定的企

业库容代储国家储备原油。鼓励社会资本参与商业仓储设施投资运营。

3、健全石油储备制度

尽快出台《国家石油储备条例》，建立企业义务储备，推动建立完善政府储备、企业义务储备和企业生产经营库存有机结合、互为补充的储备体系，多方式、多途径提高国家石油保障能力。

（四）坚持石油节约利用

推进石油行业能效提升，优化基础设施、产能建设项目等用能工艺，选用高效节能设备，切实加强节能管理。努力提高原油商品率，采取增加伴生气回注、油气混输技术、伴生气凝液回收技术等措施加强油田伴生气回收利用。

持续开展工业、交通和建筑等重点领域节能，推进终端燃油产品能效提升和重点用能行业能效水平对标达标。实施内燃机、锅炉等重点用能设备能效提升计划，推进工业企业余热、余压利用。实施更加严格的燃油标准。加快发展轨道交通和水运等资源节约型、环境友好型运输方式。

（五）大力发展清洁替代能源

大力推广电能、天然气等对燃油的清洁化替代。积极支持天然气汽车、船舶发展，加快电动汽车等节能环保和新能源汽车应用。在“禁煤区”将排放不达标的燃油工业锅炉和窑炉列入禁燃范围，重点开展20蒸吨/小时以下的燃油工业锅炉天然气、电能替代。实施港口气化示范工程，推广港口岸电系统。

推进煤制油、煤制气产业示范。已建成的示范项目实现安全、环保、稳定运行，自主技术和装备可靠性得到验证，煤制清洁燃料和化工原料得到市场认可和应用，装备自主化率进一步提高，推动形成技术路线完整、产品种类齐全的煤炭深加工产业体系。

促进生物质能的开发和利用。合理扩大生物乙醇汽油生产和消费，适当发展生物柴油、生物航煤等先进生物燃料，提升可再生燃料比重。超前部署微藻制油等技术和产业化攻关。

（六）加强科技创新和提高装备自主化水平

发挥企业创新主体地位和主导作用，加强基础研究，强化原始创新、集成创新和引进消化后再创新。依托国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发专项”，重点攻克陆上深层、海洋深水油气勘探开发，推动重大理论突破、重大技术创新和重大装备本地化，全面实现“6212”（6大技术系列、20项重大技术、10项重大装备、22项示范工程）科技攻关目标。加快技术集成、配套、示范与推广，重点攻关低成本和环境友好型开发技术装备体系，推进新区建产和难动用储量经济性开发。

研发一批支撑深水、深层、非常规油气资源开发的重大装备，全面提升我国石油工业装备制造能力和国际竞争力。开展功能材料、纳米材料、大数据分析等前瞻性技术在石油领域的应用研究。到2020年，形成国际先进水平的石油工程装备、配套工具系列和研发制造技术。

专栏 6 科技创新重点任务

技术系列攻关：陆上特殊岩性及深层油气勘探开发、1500 米以深海洋中深层油气勘探开发、老油田提高采收率、非常规低品位油藏经济开发、海洋应急处置及溢油污染处理等。

重大装备研发：百万道级地震采集系统、多维高精度成像测井系统、测井交互精细融合处理平台、深井自动化钻机、旋转导向钻井系统、深井超深井连续管作业装备、国产水下生产系统、11000 吨半潜式起重铺管船、海上大型浮式生产储油系统、新型优快钻完井和安全控制工具、井下智能控制工具，石油储运大机泵配套系统、计量系统、自动控制系统等。

示范工程：鄂尔多斯盆地大型低渗透岩性地层油气藏开发、塔里木盆地碳酸盐岩油气田提高采收率关键技术示范、大庆长垣特高含水油田提高采收率示范，辽河、新疆稠油/超稠油开发技术示范，CO₂ 捕集驱油与埋存技术示范，南海流花油田群开发、渤海油田高效开发，鄂尔多斯、准噶尔、松辽、渤海湾盆地济阳坳陷致密油开发等。

四、规划实施

（一）组织实施

1、加强组织领导

完善全国石油规划体系，各省（区、市）可根据本规划制定本地区石油发展规划，并与本规划相衔接。在国家发展改革委统筹指导下，国家能源局作为规划的组织实施部门，推动各项指标和任务落实。国务院各有关部门要按照职能分工，加强沟通配合，制定和完善相关配套政策措施，为规划实施创造有利条件。省级发展改革、能源主管部门要切实履行职责，组织协调实施。

2、细化任务落实

研究制定《油气规划管理办法》，加强国家规划与省级规划、企业规划间的衔接，确保发展指标、重点任务、重大项目落地，规划有序推进。各省（区、市）要将本规划确定的各项指标、主要任务和重大工程列入本地区能源发展规划和石油发展专项规划，分解落实目标任务，明确进度安排协调和目标考核机制，精心组织实施。各企业作为规划的实施主体，根据本规划确定的主要目标和重大任务，细化调整企业实施方案，积极有序推进规划项目论证实施。

3、做好评估调整

规划实施过程中适时对规划执行情况进行梳理、评估，结合实施情况对规划项目进行微调。坚持规划中期评估制度，严格评估程序，委托第三方机构开展评估工作，对规划滚动实施提出建议，及时总结经验、分析问题、制订对策。规划确需调整的，国家发展改

革委、能源局根据经济社会发展和规划执行情况，适时修订并发布。

（二）保障措施

1、完善法规体系和政策支持

加快法律法规体系建设，清理和修改不适合新形势和改革要求的法律法规和规范性文件。对非常规、低丰度、深水资源、三次采油、油气热采，落实差别化税费政策。进一步完善油气资源税费在中央与地方之间的分配方式和比例，促进形成资源开发惠及地方的机制。推动建立独立第三方行业研究机构，加快完善油气统计体系，研究推动油气大数据平台建设。

2、全面深化油气体制改革

实行勘查区块竞争出让制度和更加严格的区块退出机制，公开公平向符合条件的各类市场主体出让相关矿业权，允许油气企业之间以市场化方式进行矿业权转让，逐步形成以大型国有油气公司为主导，多种经济成分共同参与的勘查开采体系。

鼓励改革试点和模式创新。持续推进新疆油气勘查开采改革试点，总结经验、完善制度并加快向全国推广。总结和发展新疆、川渝、鄂尔多斯盆地等地区常规油气、页岩气、致密气勘探开发企地合作、合资混改、引入竞争等创新模式。

深化下游竞争性环节改革。坚持放宽限制与加强监管并重，完善石油进口管理体制，调整成品油出口管理方式，发挥价格机制对优化能源结构、节约能源资源和促进环境保护的引导作用，完善成品油价格形成机制。

理顺资源开发税费关系，在统筹研究相关税费改革的基础上，研究建立矿产资源国家权益金制度，实施好资源税政策，合理确定负担水平。探索管道等基础设施建设运营惠及地方机制。

3、进一步深入推进石油企业改革

完善国有油气企业法人治理结构，规范投资管理、强化风险控制，提高项目决策和运营管理水平。优化国有企业考核机制，加强对服务国家战略、保障国家石油供应安全和国民经济运行任务的考核，监管和推动石油企业可持续发展。

鼓励具备条件的油气企业发展股权多元化和多种形式的混合所有制。推进国有油气企业工程技术、工程建设和装备制造等业务进行专业化重组，作为独立的市场主体参与竞争，促进内部资源优化高效配置，瘦身健体、降本增效。

推进配套改革，加快剥离国有企业办社会职能和解决历史遗留问题，为国有企业公平参与市场竞争创造条件。支持老油区改革，积极鼓励和引导老油区转型升级。中央财政通过安排国有资本经营预算支出等方式给予必要支持。

4、保障勘探开发和基础设施建设

落实《找矿突破战略行动总体方案（2016-2020年）》，加大财政资金基础地质调查投入力度，加快油气资源勘查市场开放，引导和鼓励社会资本投入，强化矿业权监管和科技支撑，通过激发市场活力使勘查和勘探投入保持在较高水平。石油企业要立足国内，切实保障“十三五”勘探工作量投入不低于“十二五”水平，加快储

量探明和经济高效动用，推动石油增储稳产。

加强管网等基础设施投资建设，加强管网互联互通。加强勘探开发和基础设施布局规划与土地利用、环保、城乡规划、海洋主体功能区划、海洋功能区划等相关规划的统筹衔接。各省（区、市）要简化优化项目核准等手续，支持国家重大基础设施项目建设。相关部门和各省（区、市）应统筹勘探开发、基础设施用地，确保用地需求纳入国家和各省土地利用总体规划。建立用海协调机制，解决近海海域油气勘探开发用海矛盾。加强海上重大溢油应急能力建设，强化溢油数值预报技术研发，促进水面溢油收集、处置成套装备的示范应用，完善海上溢油应急处置体系。

创新基础设施项目投融资机制，拓宽投融资渠道，鼓励采取公开招标方式，推动项目建设运营和投资主体多元化。加大企业债券等对基础设施建设支持力度，研究推动利用金融手段支持基础设施的措施。推动基础设施项目在符合条件的前提下向经济欠发达、民族地区、革命老区等优先安排并给予支持。

5、继续深化国际合作

更好的利用两个市场、两种资源，依托“一带一路”建设，加强统筹规划，维护国家石油供应安全。提升国际石油合作质量和效益，优化投资节奏和资产结构，探索境外投资领域、投资主体多元化和合作方式多样化，加强能源与金融的深度合作，提升企业“走出去”水平。优化和推进俄罗斯-中亚、中东、非洲、美洲、亚太等区域油气合作，推动中国优势装备、技术、标准、服务全面走出

去。加强“一带一路”沿线国家基础设施互联互通合作，重视跨境管道安全保护，完善与过境国的机制建设，保障跨境管道安全平稳供应。保障国家进口石油运输船队建设。积极参与全球能源治理，推动原油期货市场发展，深化国际能源双边和多边合作，加强与国际能源署、能源宪章等国际组织的合作，增强我国在国际贸易和全球能源治理中的话语权。

6、保障管道安全运行

各省（区、市）能源主管部门要加强对本行政区域管道保护工作的领导，督促落实本行政区域内市级、县级人民政府主管管道保护工作的部门。县级以上地方人民政府主管管道保护工作的部门要依法履行职责。落实管道保护企业主体责任，严格依法开展管道建设和维护工作，加强检测与巡查。研究制定海洋石油天然气管道保护条例和石油天然气管道保护法实施细则，加大管道保护法执行力度。建立中央与地方各部门上下联动保护机制，确保管道安全运行。加强管道与铁路、公路等其他重大建设工程相遇相交关系处理。加大管道安全隐患整改财政支持力度。

五、环境保护

（一）环境影响分析

部分油田处在人口稠密、水网发达、生态脆弱等环境相对敏感区域，随着经济社会发展和城镇化水平提升，企业生产面临压力。

水体影响分析。油田勘探开发对陆上矿区水体环境有一定的影响，主要污染物为 COD 和石油类。海上原油生产对环境的影响主要体现在泥浆钻屑、铺设海管、电缆过程中掀起的海底沉积物、生活污水、含油生产污水、可能存在的溢油事故等。

大气影响分析。油田大气环境污染主要是挥发性有机物、二氧化硫、氮氧化物、烟尘、硫化氢等，可能存在生产设备密封点泄漏、储罐和装卸过程挥发损失、废水废液废渣系统逸散等无组织排放及非正常工况排污。

土壤影响分析。油田生产过程中造成土壤石油类污染的主要原因是油泥沙、钻井废弃泥浆、岩屑和落地油和管线穿孔造成土壤污染。油田和管道建设中可能对防洪设施、水资源造成影响，大量占压和扰动地表、破坏地貌植被，易造成水土流失。油田生产中的落地原油、油泥，以及注水开采、水力压裂活动等可能长期损害水土保持功能。

（二）环境保护措施

环境保护工作除了建设环保防控体系外，还应推进产业结构优化升级，以提高能效、降低资源和能源消耗为重点，努力形成“低投入、低消耗、低排放、高效率”的发展模式。

完善节能环保管理体系，强化节能环保监督管理。全面贯彻落实节约能源、污染防治等有关法律法规、管理规定和标准。做好建设项目的环境影响评价、节能审查评估工作。加强建设项目防洪影响和水资源论证工作，切实落实建设项目水土保持方案制度和“三同时”制度，认真实施水土保持预防和治理措施，控制人为水土流失。

强化源头控制，加大污染治理力度。实施工艺改进、生产环节和废水废液废渣系统封闭性改造、设备泄漏检测与修复（LDAR）、罐型和装卸方式改进等措施，对易泄漏环节制定针对性改进措施，从源头减少挥发性有机物的泄漏排放。加强锅炉污染治理，确保稳定达标排放。推进清洁生产，开展综合利用，大力推广二氧化碳驱油和埋存技术。加大环保投入和科研开发，加强环保监控系统建设，强化环保队伍建设。

加强用地用海协调。对可能与石油发展规划实施有用地用海矛盾、相互制约的土地功能区划或功能海域（自然保护区、海洋保护区、森林公园、农渔业区、港口航运区等），需提前做好协调和沟通工作。

附表

1、“十三五”原油管道重点项目表

项目 分类		管道名称	长度	管径	设计输量	备注
			公里	毫米	万吨/年	
陆上 进口 通道 及配 套	1	中俄原油管道二线	941	813	1500	在建
	2	中缅原油管道（国内段）及 安宁支线	658	813/610	1000	在建
	3	铁大线改造（鞍山-大连段）	362	813/711	2000	在建
海上 进口 通道 及配 套	1	董家口-齐鲁-东营	364	762/508	1500	
	2	仪长复线仪征—九江段	560	864/559	2000	在建
	3	日照-濮阳-洛阳	782	914/813	1800	
	4	廉江-茂名	75	711	2000	
	5	连云港—仪征	400	813	2000	
	6	日照港-沾化	485	700	1000	
	7	董家口-潍坊-鲁中鲁北	311	700 双线	3800	在建
	8	大亚湾-长岭	1100	813	2000	

说明：1、大亚湾-长岭原油管道视炼厂项目建设和市场发展情况适时建设。

2、“十三五”成品油管道重点项目表

项目 序号	管道名称	长度	管径	设计输量	备注
		公里	毫米	万吨/年	
1	锦州-郑州	1646	660/610/559	1300	在建
2	樟树-株洲	300	406	450	
3	洛阳-三门峡 -运城-临汾	480	508/323	600	
4	三门峡-西安	230	323	300	
5	永坪-晋中	360	406	320	
6	湛江-北海	210	457	500	
7	格尔木-拉萨成品油管道 扩（改）建	1110	323（156）	80（15）	

说明：

- 1、格尔木-拉萨成品油管道扩（改）建工程方案抓紧研究论证，2020年前工程完工。
- 2、结合区域生态环境现状和特点、煤制油实际发展规模深入论证蒙东、蒙西煤制油外输管道规模的环境合理性，视煤制油项目进展情况适时建设。