



# 2015 年度报告



中国石油天然气集团公司



奉献能源 创造和谐

# 目录

- 03** 董事长致辞
- 04** 董事会·管理层·组织机构
- 06** 年度综述
- 09** 重点数据
- 10** 2015年油气行业回顾
- 12** 安全·环保·质量·节能
- 16** 人力资源
- 18** 技术
- 22** 年度业务回顾
  - 22 勘探与生产
  - 28 天然气与管道
  - 30 炼油与化工
  - 32 销售
  - 34 国际油气业务
  - 37 国际贸易
  - 38 工程技术、工程建设、石油装备制造业务
- 44** 财务报告
- 52** 大事记
- 55** 术语表





## 董事长致辞

2015年，世界经济仍处于金融危机后的深度调整期，复苏进程艰难，国际油价持续大幅下跌；中国经济进入新常态，国内油气需求增速放缓，市场竞争加剧。中国石油积极适应新形势新变化，转变发展思路和理念，突出主营业务发展，破解改革攻坚难题，妥善应对风险挑战，加快由过去注重规模速度的粗放发展向更加注重质量效益的稳健发展转变，各方面工作都取得了新成绩新进步。

**主营业务稳健发展。**加强产运销储贸统筹协调，有效组织生产经营，采取控制投资、降低成本等针对性措施，深入实施开源节流降本增效，国内外油气产量再创新高，原油加工量、成品油和天然气销量稳中有增，工程技术、工程建设和装备制造等业务外部市场开拓和转型升级步伐加快，公司整体经营业绩好于预期。

**企业改革持续深化。**坚持问题导向，针对制约生产经营和业务发展瓶颈问题，加大改革力度，在简政放权、扩大企业经营自主权试点、调整完善海外业务管理体制、实施资产整合、推进合资合作、推进矿区服务业市场化社会化等方面取得积极进展，特别是管道资产重组成为近年来公司资本运作的突出亮点。

**创新能力显著提升。**持续完善科技创新体系，推进重大理论及应用技术发展，勘探开发技术保持国际领先，炼油化工技术实现跨越式发展，油气储运技术等成为行业领跑者。特低渗透致密油气勘探开发与重大理论技术创新获国家科技进步一等奖。

**绿色发展有效践行。**坚持“奉献能源、创造和谐”的公司宗旨，奉行“安全、清洁、节约”的可持续发展理念，转变能源生产和消费方式，不断深化HSE体系运行与审核，全面履行社会责任，大力推进污染减排、节能降耗和生态环境保护，为应对气候变化、促进当地经济社会发展作出积极贡献。

2015年是“十二五”收官之年，经过多年来的持续发展，公司综合实力和国际竞争力显著增强，在世界500强和50家大石油公司中的排名分别从2010年的第10和第5位上升至第4和第3位；原油产量、天然气产量、原油加工量分别跃居国际可比公司的第1、第2和第3位；截至2015年底，公司资产规模超过4万亿元。

2016年是我国“十三五”规划的开局之年，也是公司应对低油价严峻挑战、推进稳健发展的重要一年。中国石油作为国际化经营公司，面对更趋复杂的世界经济和地缘政治环境，特别是国际油价持续低位震荡运行的市场形势，公司生产经营面临严峻的挑战。但我国“一带一路”、长江经济带和京津冀协调发展等重大战略的实施，为我们提供了新的发展空间，低油价也为公司在全球范围内寻找优质油气项目、调整优化资产结构提供了有利时机。我们将牢固树立和贯彻落实创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念，坚持稳健发展方针，大力实施资源、市场、国际化和创新战略，以提高质量效益为中心，突出主营业务，调整优化结构，推进改革创新，着力降本增效，有效防范风险，朝着建设世界一流综合性国际能源公司的目标迈进。

董事长

## 董事会·管理层·组织机构

### 董事会



王宜林  
董事长

路耀华  
外部董事

李庆言  
外部董事

李毓华  
外部董事

金克宁  
外部董事

黄 龙  
外部董事

汪世宏  
职工董事

中国石油天然气集团公司

董事会

公司管理层

○ 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

## 管理层



汪东进  
副总经理

喻宝才  
副总经理

沈殿成  
副总经理、安全总监

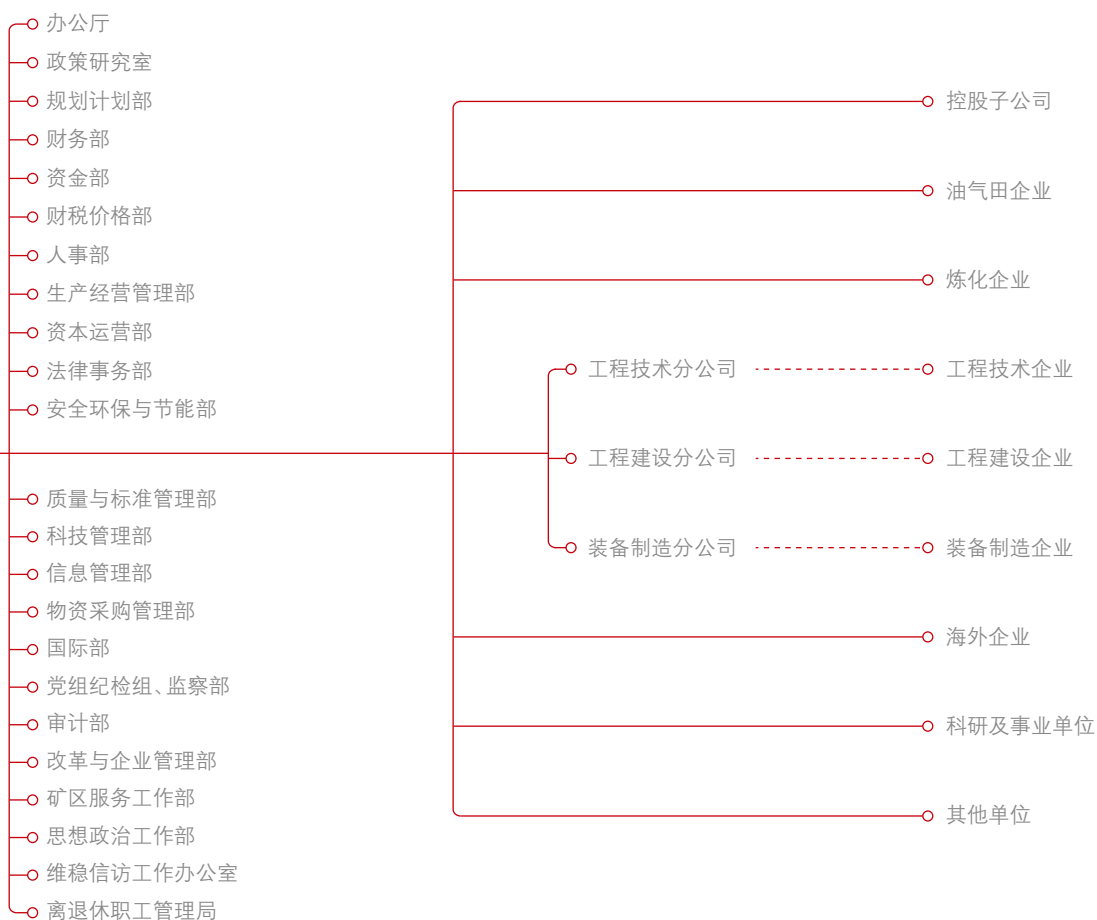
刘跃珍  
总会计师

徐文荣  
副总经理

刘宏斌  
副总经理

赵政璋  
副总经理

徐吉明  
纪检组长





## 年度综述

2015年，面对国际油价持续走低、国内成品油供大于求、天然气需求增速大幅回落等诸多困难和严峻挑战，公司根据市场变化及时调整生产经营策略，深化开源节流降本增效，生产安全平稳运行，取得了来之不易的经营业绩。全年实现营业收入20168亿元，利润总额825亿元，保持了低油价下公司自由现金流为正和稳健的财务状况。

国内油气勘探实施有利区带和层系精细勘探，优化预探和风险勘探目标，加强重点区域地质评价，取得了一批重要成果。落实了长庆环江、新疆玛湖西斜坡等5个亿吨级规模石油储量区，以及苏里格西二区、西南高石梯-磨溪震旦系等7个千亿立方米规模天然气储量区；致密油勘探在长庆长7、大庆长垣南等4个区块取得新进展；长宁、威远和黄金坝地区首次提交页岩气探明储量1635亿立方米。全年国内新增探明石油地质储量72817万吨、新增探明天然气地质储量5702亿立方米，新增探明油气储量当量连续9年超过10亿吨。

国内油气生产开展产能部署优化，压减低效无效项目，扩大水平井应用规模，深化老区精细挖潜，有效控制自然递减。公司全年生产原油11143万吨、天然气954.8亿立方米，长庆、大庆油田油气当量产量分别保持在5000万吨和4000万吨以上。安岳气田磨溪区块龙王庙组气田110亿立方米产能高质量高效率全面建成投运；四川长宁-威远、昭通两个页岩气示范区平均单井产量达到10万立方米/日；国内最大的山西保德中低阶煤层气田建成投产；长北、赵东等国内对外合作项目进展顺利。同时，各油田采取压减风险作业成本、关停亏损设施、大力节能降耗等措施，降低油气生产成本。

2015年，炼油与化工业务优化生产组织和产品结构调整，按效益优先原则安排资源流向和装置负荷。强化成本控制，炼油综合能耗和乙烯燃动能耗等指标持续下降，21项主要技术经济指标好于去年。公司全年国内加工原油15132万吨，生产成品油10369万吨，航空煤油等高效产品产量增长15%以上。增产高附加值化工产品，扩大终端营销渠道，高效化工产品市场销量增长10%以上，全年销售化工产品2522万吨。对10个油品质量升级项目加快了建设进程，具备了东部11省区及其他重点地区国V车用柴油供应能力。云南石化主要装置基本建成。

营业收入



20168  
亿元人民币

利润总额



825  
亿元人民币

积极适应经济发展新常态，大力实施资源、市场、国际化和创新战略，突出油气主营业务，着力稳增长、调结构、补短板、提效益、防风险，实施开源节流降本增效活动，推进世界一流国际能源公司建设。

成品油销售业务不断优化结构，加强促销和出口力度，国内全年销售成品油11625万吨。强化成品油、加油卡、非油品业务和润滑油产品一体化销售，提升和优化便利店服务品质，探索“互联网+营销”等新模式，推广精细化和现场6S管理，有效提升了加油站的运营水平。

面对天然气供应转向宽松局面，通过优化自产气、进口气和LNG等多种资源的配置，挖掘管网存潜力，重点开发新建管道沿线及东部沿海高效市场，盈利水平得到增强。全年国内销售天然气1226.6亿立方米，同比增长2.7%。为适应市场需要，继续油气管线建设的布局。漠大线原油管道增输工程、山东天然气管网等一批重点油气管网和配套管线相继建成投产；西气东输三线东段、锦州-郑州成品油管道等工程建设稳步实施。

2015年，国际油气业务实现安全平稳有效发展。海外油气勘探在阿姆河右岸东部发现2个千亿立方米规模气区，苏丹6区Sufyan凹陷展现亿吨级场面，乍得H区块发现新的高产富集潜山油藏，全年新增油气可采储量当量9886万吨。油气生产差异化调整产量运行安排，全年实现油气作业当量产量13826万吨，权益当量产量7203万吨，同比增长10.5%，海外炼厂加工原油4392万吨。国际贸易业务积极协调优化原油、天然气进口资源，重点发展成品油出口业务，出口量同比增长50%，贸易规模和运营质量进一步提升。全年实现贸易量4.3亿吨，贸易额1687亿美元。

2015年，公司继续在油气领域广泛开展国际合作，不断拓展合作领域，实现互利共赢。加快落实“一带一路”沿线国家合作项目，与俄罗斯天然气工业股份公司签署了中俄东线天然气管道建设合作协议。与穆巴达拉石油公司、莫桑比克国家石油工程公司等签署了一系列合资合作协议。此外，公司还分别与BP公司和通用电

气公司签署战略合作框架协议和谅解备忘录，在油气资源开发、低碳环保技术、非常规油气开发服务等多个领域开展合作。

国内生产原油

11143  
万吨

国内生产天然气

954.8  
亿立方米

国内加工原油

15132  
万吨

国内销售成品油

11625  
万吨

在国际油价下跌、油气服务及装备制造市场大幅萎缩的严峻形势下，公司发挥综合一体化优势，积极开拓外部市场，并取得明显成效。工程技术服务持续推进钻井总承包、工厂化钻井等新的生产组织方式，在保证国内勘探开发项目工程进度和质量的同时，借助国际合作平台扩大国际市场份额，延伸服务领域。工程建设业务强化设计、采购、施工、监理等全业务链管控，积极探索BOT、EPC+融资等商业模式，大力开拓海外市场。装备制造业务努力推进国际产能合作，加大产品推介和市场开拓力度。金融业务积极应对央行降息、汇率波动等不利影响，促进产融结合，严控金融风险。

进一步深化企业改革。推进扩大下属企业经营自主权试点；东部管道、管道联合和西北联合三家公司以及昆仑燃气和昆仑能源两家公司完成重组整合；中亚天然气管道、克拉玛依石化等项目开展合资合作。全面推行科研单位专业技术岗位序列改革。通过落实12大类33项相关措施，实施开源节流降本增效。通过强化生产经营组织协调，推进基础管理体系融合试点工作。

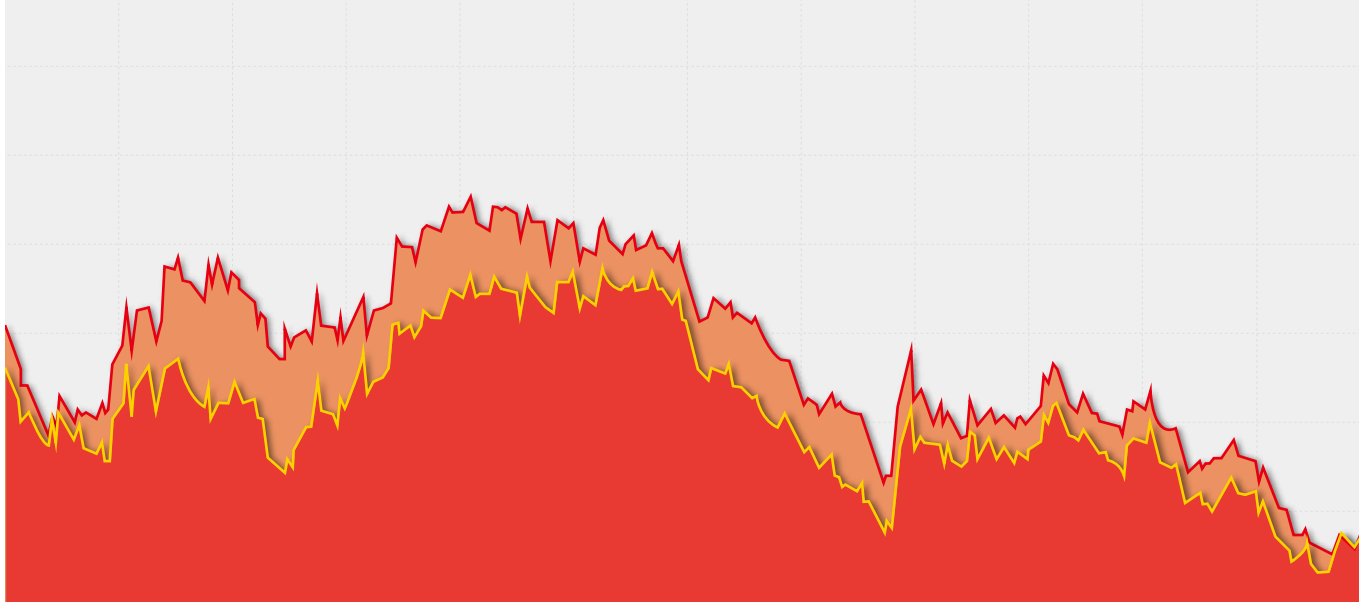
大力推进科技创新。在当前国际油价低位震荡、生产经营面临严峻挑战的“寒冬期”，公司一方面通过重大核心科技创新开拓新的业务增长点，一方面通过新技术规模推广应用降低工程及作业成本，为提质增效、实现稳健发展提供了重要的技术支撑和保障。三元复合驱、深层非均质碳酸盐岩储层改造、延迟焦化等技术取得重大突破并成功投入应用。长庆5000万吨级特低渗透致密油气田勘探开发与重大理论技术创新，获得国家科技进步一等奖。信息化技术进一步得到广泛应用，油气生产物联网在6家油田试点，工程技术物联网全面建成，核心应用系统进入云计算平台运行。

2015年是国家新修订的《安全生产法》和《环境保护法》正式实施的第一年，公司的安全和环保工作面临着更加严格规范的法律环境。公司持续深化HSE体系审核，推广标准化作业程序，切实落实安全环保责任，杜绝了重大及以上安全环保事故。进一步强化安全风险防控，推进长输管道等隐患治理，开展危险化学品库区专项整治。完善应急预案体系，完成井控、管道、海上专业救援中心建设。持续推进重点节能工程，进一步强化污染物减排措施，全年实现节能量116万吨标准煤、节水量2061万立方米，主要污染物减排指标全面完成。



## 重点数据

	2013	2014	2015
<b>财务数据</b>			
营业收入(人民币亿元)	27593	27300	20168
利润总额(人民币亿元)	1880	1734	825
净利润(人民币亿元)	1408	1238	562
境内实现税费(人民币亿元)	4078	4070	3381
<b>油气生产</b>			
原油产量(万吨)	15981.1	16416.8	16657.3
国内	11260.0	11366.9	11142.6
海外(权益)	4721.1	5050.0	5514.7
天然气产量(亿立方米)	1038.9	1139.2	1166.7
国内	888.4	954.6	954.8
海外(权益)	150.5	184.5	211.9
<b>炼油化工与销售</b>			
原油加工量(万吨)	18854.6	19697.9	19524.4
国内	14602.0	15016.0	15132.3
海外	4252.6	4681.9	4392.1
国内成品油产量(万吨)	9790.0	10184.1	10369.4
国内润滑油产量(万吨)	188.6	158.1	121.0
国内乙烯产量(万吨)	398.2	497.6	503.2
国内成品油销售量(万吨)	11833.0	11701.7	11625.0
国内加油站数量(座)	20272	20386	20714
<b>管道运营</b>			
国内运营油气管道总里程(千米)	72878	79054	79936
原油	17640	18132	18917
天然气	45704	50836	50928
成品油	9534	10086	10091
海外运营油气管道总里程(千米)	13257	15218	14507
原油	6671	7653	6604
天然气	6586	7565	7903



## 2015年油气行业回顾

2015年，世界经济处于金融危机后的深度调整期，全球经济增速放缓。主要经济体延续分化走势，发达国家温和复苏，新兴经济体经济增长普遍减速。世界能源消费增速继续放缓，全球一次能源消费总量同比增长0.7%，非化石能源占比持续上升。中国经济运行总体平稳，但增速下降，一次能源消费增速为-0.5%，出现30年来的首次负增长。

2015年，世界石油供需宽松程度进一步加大，国际油价跌破金融危机低点。受低油价对需求的刺激和发达国家的经济复苏影响，世界石油需求大幅提高170万桶/日，达到9440万桶/日。由于欧佩克成员国增产保市场，美国非常规油气生产展现了较好的韧性，世界石油供应大增260万桶/日，达到9610万桶/日。世界石油市场发生新世纪以来最严重的供应过剩，全年供大于需达170万桶/日。WTI和布伦特原油期货全年均价分别为48.76美元/桶和53.60美元/桶，同比分别下降47.52%和46.11%。2015年，中国石油消费持续中低速增长，石油表观消费量为5.43亿吨，比上年增加0.25亿吨，对外依存度首次突破60%。

2015年，世界天然气消费增速回升，全球天然气消费量为3.48万亿立方米，同比增长2.7%，增速较2014年提高2.3个百分点。全球天然气需求增长驱动由亚太转向欧美，亚太地区天然气消费增速降至1.2%，欧洲、美国及中东地区增长明显。天然气价格大幅下跌，Henry Hub全年均价为2.62美元/百万英热单位，下跌39.7%；英国NBP全年均价为6.63美元/百万英热单位，下跌13.8%。中国天然气消费增速创10年来新低，供应总体过剩。

全球油气领域资本支出继续大幅下降，油气勘探投资效率持续走低，油气发现规模和新增储量不断下降。全球油气发现主要集中在非洲地区的深水和超深水领域，特别是埃及地中海、安哥拉海域和毛里塔尼亚的塞内加尔海域，并以天然气发现居多。油气产量逆势增长，2015年，全球油气产量分别为42.8亿吨和3.67万亿立方米，同比分别增长2.8%和2.4%。低油价下，美国页岩油气勘探开发的热潮有所消退，油气储量价值持续缩水。

全球一次能源  
消费增长率



0.7%

中国一次能源  
消费增长率



-0.5%

2015年，油气行业步入景气周期低谷，总体仍延续了原油、成品油、天然气供大于求，油价、气价两跌的“三大两跌”总趋势。中国经济运行承压，稳中趋缓，石油消费中低速增长，成品油供需宽松程度加剧，天然气消费增速创10年新低，供应总体过剩。

2015年，中国油气储量继续稳定增长，非常规油气勘探开发取得重大突破。尽管上游投资缩减，但受储量增长高峰期惯性影响，全年有近50项重要油气发现，新增原油、天然气地质储量分别超过10亿吨、1万亿立方米。非常规油气勘探进展引人注目，落实页岩油、致密油储量1亿吨以上；页岩气勘探取得重要突破，涪陵、长宁和威远页岩气田新增探明地质储量4373亿立方米。油气产量保持增长，其中原油产量同比增长2%，较上年有较大增幅；天然气产量同比增长3.5%，增速明显放缓。

2015年，世界原油加工能力增长放缓，加工量创历史新高。由于中国大规模淘汰落后产能，世界炼油能力仅净增2600万吨/年，显著低于上年，总能力达到48.33亿吨/年。全球原油加工量为7940万桶/日，同比增长2.7%，炼厂平均开工率约为84%，比上年提高约1个百分点。由于原油价格持续保持低位，世界炼油毛利显著改善，其中西北欧表现最为抢眼，布伦特原油裂化毛利增幅达125%。世界乙烯产能平稳增长，总产能达到1.59亿吨/年，净增616.5万吨/年，世界乙烯需求增长490万吨，市场供应仍然偏紧。

2015年，中国炼油能力首次下降，炼油总能力为7.1亿吨/年，净减1037万吨/年，但过剩问题依然严重。全年原油加工量为5.22亿吨，同比增长3.8%。全国炼厂平均开工率为75.4%，较上年略有回升。乙烯产能继续增长，总产能达到2200.5万吨/年，增加160万吨/年，同比增长7.8%，煤(甲醇)基烯烃成为新增产能的主力。

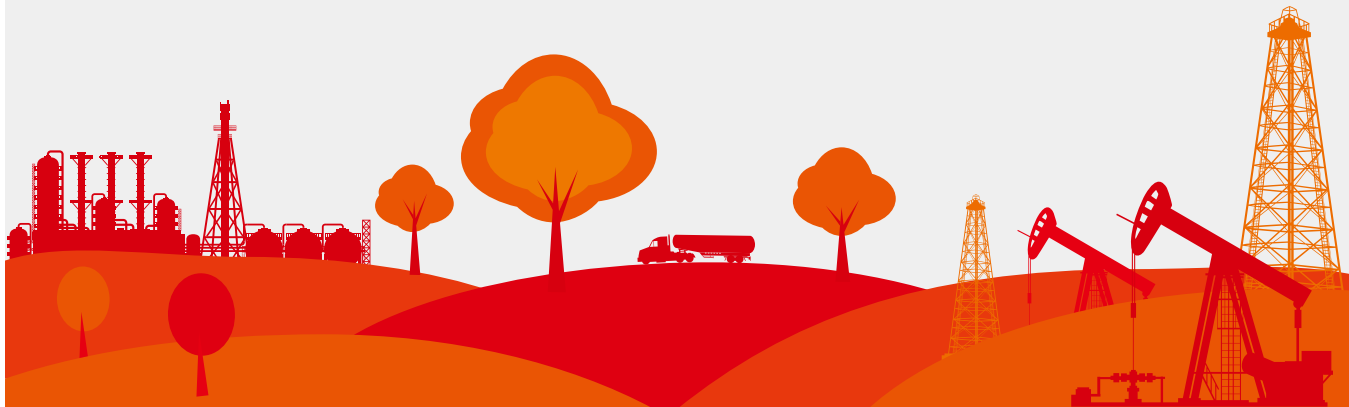
2015年，全球主要油品供需持续宽松，成品油贸易稳定增长。全球成品油需求总量为8177万桶/日，供给总量为8272万桶/日，过剩量达95万桶/日，比上年有所扩大。其中汽油、石脑油供需基本平衡，柴油、航空煤油、残渣燃料油均供过于求，美国、欧洲、新加坡三大市场成品油库存均有所增加。全球成品油贸易格局出现

新变化，美国成品油出口继续扩大，中东首次成为柴油净出口地区，亚太地区汽煤柴油供应持续过剩。中国成品油需求总体延续中低速增长，产量平稳增长，市场供需进一步宽松。消费柴汽比继续下降，汽油需求较快增长，柴油持续低迷，煤油高速增长。2015年，中国成品油表观消费量3.18亿吨，同比增长5.3%。

2015年，受经济增速放缓、气候温和、气价缺乏竞争力等因素影响，中国天然气需求增速明显放缓，全年表观消费量为1910亿立方米，同比增长3.7%，天然气总体供应过剩。天然气进口量为624亿立方米，同比增长4.7%，管道气和LNG进口量分别占56.7%和43.3%，对外依存度升至32.7%。长输管道建设稳步推进，新增输气支干线2700千米。LNG接收站利用负荷从2014年的48.7%降至47.4%，LNG接收能力过剩问题明显。

2016年，全球经济仍将处于缓慢复苏中，油气行业困境依旧。世界石油市场宽松局面难以明显缓解，国际油价反弹乏力；LNG产能计划投放量集中，天然气资源过剩加剧，价格仍将低位运行。美国成为新的油气出口国，影响国际市场的能力进一步加强；油气行业并购重组活动趋于活跃；中国石油需求增速减缓，天然气需求增速回升，资源供应总体充足；炼油和销售环节的市场主体增加，竞争愈加激烈；油气行业改革方案出台，将加快全行业市场化改革进程。

来源：中国石油经济技术研究院《2015年国内外油气行业发展报告》



## 安全 · 环保 · 质量 · 节能

2015年，公司以“安全发展、清洁发展、节约发展”为理念，深化HSE体系管理，强化生产经营安全管控和风险防范，加大隐患治理，严格控制污染减排，安全环保业绩稳定向好。

面对海外日益严峻复杂的安全形势，公司全面推进社会安全管理体系建设与实施，提高HSE管理水平，有效化解各种风险，在海外未发生重大安全环保和社会安全事故，保持了优秀的社会安全记录和HSE业绩。

### 安全生产

2015年，公司依据国家新颁布的《安全生产法》和《环境保护法》，完善制度规程，组织修订了《安全生产管理规定》、《环境保护管理规定》、《总部安全生产与环境保护管理职责规定》等规章制度，并对相关管理人员及广大员工进行培训和考核。加强安全环保责任落实，强化建设项目安全环保验收管理，整改各类违法违规问题，确保生产经营依法合规。

公司持续提升HSE管理体系运行效果。2015年，对主要生产型企业开展两次全覆盖审核，并对部分企业开展量化审核定级试点。强化全过程管控，突出风险分级防控和安全督查，减少了安全生产事故的发生，安全业绩取得显著进步。公司以生产经营建设为重点，初步建立起风险分类、责任上下衔接、措施互相配套的风险防控机制网络，并梳理确定了公司可能面临的八大安全风险和六大环保风险，组织10家企业在11个专业开展风险防控试点。公司加强重点领域和地区安全的监管，开展陆上油气开采、井控安全、危化品库区及海上石油作业等专项检查，对长庆油田

气区地面工程、安岳气田龙王庙组气藏开发项目和抚顺石化公司开展安全环保专项技术诊断和管理评估，全面提升了企业安全环保风险防控能力。公司持续实施大罐密封改造、加油站改造、高危废弃井治理等隐患治理项目，重点对油气、炼化和市政燃气管道进行安全隐患排查和治理，很好地完成了年度治理目标。

### 环境保护

一直以来，环境保护和气候变化都是我们关注的重点。公司致力于绿色低碳发展，在生产经营中推行清洁生产，加快油品质量升级，积极推广天然气利用，满足社会对清洁能源的需求。通过开展低碳技术研究、增加碳汇等方式，减少温室气体排放，为减缓全球气候变暖做出积极努力。

2015年，公司继续实施减排工程和项目，加大污染减排力度，超额完成“十二五”污染减排目标，国家考核的42项责任书工程全面建成投运，先后完成34套催化裂化装置烟气脱硫改造，大庆油田、独山子石化等企业实施锅炉脱硝治理工程，京津冀地区油气田、炼化企业实现“零燃煤”。大连石化、广西石化、克拉玛依石化等一批油品质量升级项目建成投产，生产清洁油品的能力得到进一步提升，有助于大气污染防治。亚马尔项目实施钻井岩屑和泥浆废液无害化处理，在北极地区得到推广应用，取得了良好的环境经济效益。

面对新“两法”颁布实施环境和全面深化改革常态，公司将安全环保作为三大基础性工程之一，以HSE体系建设为主线，践行绿色低碳发展，建设资源节约型、环境友好型企业。

公司高度重视环境风险及污染管控，围绕“六大环保风险”开展排查，杜绝了较大及以上环境污染事故。制订了《挥发性有机物VOCs综合整治方案》，建成炼化企业VOCs综合管控信息平台，并在华北石化、大港石化开展试点，建立了国内首个炼化企业全口径VOCs源分类排放清单、排放量核算方法和软件模型。

## 职业健康

公司严格遵守《中华人民共和国职业病防治法》，坚持“预防为主，防治结合”的方针，通过开展职业卫生基础设施建设、组织职业健康体检、积极推进职业健康管理与服务等措施，确保了员工的职业健康。2015年，员工职业健康体检率和作业场所职业病危害因素检测率均达到98%以上。

职业健康  
体检率



98%

职业病危害  
因素检测率



98%



加强职业卫生机构建设和技术服务，构建职业病防治专业化监管体系，职业病防控取得了新效果。针对油气行业作业环境特殊性，开展岗位职业危害因素辨识，治理危害作业场所，改善施工作业环境。通过加大对公司管理者、项目管理者，以及技术业务骨干的健康培训，不断提高职业健康管理人员的专业技能和健康风险意识。

公司始终关心海外员工的身心健康，针对海外项目所在不同地区、国家的环境和医疗条件，公司不断完善医疗运转机制，加大疾病防控措施。2015年，公司总部与尼日尔项目联合组织科技攻关，取得显微镜诊断和治疗方案两项非洲疟疾防治关键技术突破。此外，公司在海外开展健康大数据建设，推行“互联网+”健康管理，利用新媒体平台开展健康知识宣传，提高员工健康意识。同时，积极开展海外员工帮助计划（EAP），为员工及其家属提供在线专属心理健康咨询服务。

## 节能降耗

2015年，公司认真落实国家“万家企业节能低碳行动”要求，持续推进节能降耗工作，不断提升能效水平。实施油田机械采油系统、乙烯裂解炉节能改造、氢气系统优化等54项节能技术改造项目。开展油气田加热炉提效，集成开发高效燃烧器、新型加热炉等节能新技术新设备，强化加热炉测试评价和运行管理。持续推进炼化能量系统优化，开展重点企业模型开发和优化分析，形成148项优化方案。完善节能标准体系，完成6项国家、石油石化行业和5项公司标准的编制。公司全年实现节能量116万吨标准煤、节水量2061万立方米。

## 质量管理

公司坚持“诚实守信、精益求精”的质量方针，努力为社会提供高标准、高质量的产品和服务。2015年，公司积极推进基础管理体系融合，加强产品质量、工程质量监督，增强企业标准化、标准国际化能力，提高企业质量管理体系运行效率和管控能力。

加大对所属企业产品质量监督力度，全年抽查各企业生产、销售、采购或使用的产品2340批次，重点对车用汽柴油、液化石油气、天然气等直接面向消费者的产品进行专项抽查，最大限度保护消费者权益。对石油石化用化学剂实施产品质量认可，规范产品质量监督后处理工作程序，提升产品质量监督工作的效率和效益。加强质量技术机构建设，增设质检中心，扩大公司监督检查覆盖面。强化工程质量监督，全年共对906个在建工程实施了监督。组织专家对云南石化等18项在建重点工程进行质量抽查巡查，消除工程建设过程中质量隐患，工程质量水平持续提升。

2015年，公司进一步完善了企业标准体系，全年组织制修订国家、行业标准156项，企业标准196项，企业标准体系持续优化，制定完成《煤层气含量测定方法》（ISO 18871）等3项国际标准。此外，公司与美国石油学会（API）、美国腐蚀工程师协会（NACE）加强交流与合作，承担了ISO/TC263、ISO/TC193/SC3年会和ISO/TC67/WG21、ISO/TC193/SC1/WG22工作组会议组织工作，国际标准化主导能力进一步增强。

节能量



116

万吨标准煤

节水量



2061

万立方米



锦西石化烟气净化装置



## 人力资源

公司始终坚持以人为本的原则，尊重和保障员工的各项合法权益，为员工提供公平、公正、和谐的工作环境以及良好的职业发展平台和通道，加强各层次人才队伍建设，促进员工与企业共同发展。

公司严格遵守相关法律、法规和制度，奉行平等、非歧视的用工政策，为不同国籍、种族、性别、宗教信仰和文化背景的员工提供公正平等的工作机会和成长平台。按照民主、公开、竞争、择优的原则，从内外部选拔和评聘各类优秀人才，不断优化人才队伍结构。2015年，招聘高校毕业生6735名，海外留学生136人。截至目前，公司共有员工146万人，大学及本科以上学历员工占29.9%，女性员工占34.4%，其中，女性高级管理人员61人，女性中层管理人员2138人。

公司持续加强人才队伍建设，开展多种形式的员工培训。不断创新培训管理体制机制，推进四大人才培训工程，加强培训基础设施建设，大力开展职业技能培训、岗位操作培训和技能竞赛，员工队伍素质和能力得到有效提升。2015年，公司组织实施各类培训项目163个，培训人数近2万人。其中，以高级管理人员、两级技术专家和小语种人才培养为重点，举办国内预培训和出国培训（留学）班15个，培训人数351人。积极推进远程培训网的升级建设，培训平台日趋完善、课件不断丰富，全年培训员工78万人次。

公司深入推进薪酬福利体系改革，强化效益导向，优化工资结构，提高基层一线和关键、艰苦岗位员工的福利待遇。制定《关于在科研单位全面试行建立专业技术岗位序列改革的工作方案》，在公司科研机构中全面开展“双序列”改革，搭建九级技术岗位，实行三年任期制，严格考核、动态管理，完善专业技术岗位薪酬体

系，激发科研人才队伍活力。进一步完善操作工技能评价机制、积极推进公司高级技术专家和技能专家队伍建设。截至目前，公司高级工以上操作技能人才39.82万人，其中高级工36.66万人，占92%；技师2.65万人，占6.7%；高级技师5048人，占1.3%。现有集团公司技能专家352名，企业技能专家1200名。

持续推进海外员工本地化进程。截至2015年，公司海外油气业务外籍员工总数达53694人，占中外员工总数的91.7%。2015年，海外油气业务以外籍员工的能力建设为重点，通过对外籍员工进行在岗培训、外送第三国培训、参加当地专业机构培训以及来华培训等途径，促进本地员工基础业务知识的扩展、基本业务技能的提升和基本业务素质的提高。苏丹6区项目结合现场生产的实际，组织开展了10期累计达265人次的技能培训班，组织油田社区人员和石油专业毕业生系统学习物探、钻修井、管道运输及油气集输等行业的原理及现场实际操作课程，目前部分优秀学员已经成为苏丹6区项目的业务骨干力量。中亚天然气管道项目资助27名哈萨克斯坦青年学生在哈萨克斯坦-英国联合技术大学就读，并选拔18名中层管理人员来中国参加综合管理培训。2015年，各海外项目共培训本地员工122期，2864人次。

以激发员工活力为目标，从严从紧控制机构编制、员工总量、人工成本，持续优化队伍结构和管控机制，提升员工队伍整体素质和人力资源管理效率，支持和保障公司业务发展。

公司不断加强海外培训机构建设，为外籍员工培训提供保障。所属东方地球物理勘探公司先后在美国、巴基斯坦、苏丹、沙特、利比亚、尼日利亚和伊拉克7个国家建立外籍雇员培训中心；所属工程建设公司先后在苏丹、哈萨克斯坦、土库曼斯坦及伊拉克建成了4个海外培训中心，通过开展多种形式的培训，使

当地员工的技术水平得到了有效提升。此外，公司还启动了巴士拉大学与中国石油大学（北京）在教育、科研、培训等方面的合作，旨在进一步提高伊拉克当地员工的业务技能，为当地石油工业培养更多优秀人才。

操作技能人员是员工队伍的基础力量，在公司的发展过程中发挥着不可替代的作用。公司分别于2011年和2013年先后启动了国家技能大师工作室和集团公司技能专家工作室的创建工作，一批以一线操作技能人员名字命名的工作室应运而生。截至2015年底，公司先后建立了13个国家级技能大师工作室和41个集团公司技能专家工作室。



束滨霞

1983年进入公司工作，现为辽河油田欢喜岭采油厂采油103队副队长。她带领员工探索和实施碰泵“七个一”操作法、油井管理分类法等，最大限度提高油井产量。曾荣获“中国高技能人才楷模”、“中华技能大奖”等多项荣誉称号。束滨霞采油技能大师工作室成立于2012年，目前共有成员37人。



左成玉

1984年进入公司工作，现为大庆石化公司化工一厂裂解车间高级技师。他总结出乙烯装置的“压缩机流量最佳控制法”和“增大机组循环量操作法”，成为压缩机组避免停车、跳车的最佳方案。曾荣获“全国五一劳动奖章”、“中华技能大奖”等荣誉称号。左成玉技能大师工作室成立于2012年，已先后培养了数十名乙烯装置操作方面的优秀人才。



赵辉

1991年进入公司工作，现为寰球工程公司第六建设公司国际焊接培训教师。他探索出的“全障碍炉管的焊接模式”和“耐热钢内壁充气保护工艺”获得广泛推广。他还通过技术培训，先后培养出一大批优秀焊接技术人才。赵辉焊接技能大师工作室成立于2013年，以赵辉为核心，目前共拥有7名技术能手。



# 技术

公司持续完善科技创新体系建设，组织实施“科技创新三大工程”，攻克制约主营业务发展的关键瓶颈技术，推动重大核心技术和装备的规模推广应用，推进重点实验室和实验基地建设和高效运行，不断提高国际科技交流与合作水平，取得了积极成效，进一步提升了自主创新能力和核心竞争力，为推动公司稳健发展提供了有力的科技支撑和保障。

## 科技创新体系建设

2015年，公司加快推进科技体制机制改革，编制完成《深化科技体制机制改革完善创新体系方案》。

进一步发挥科技基础条件平台对技术创新的支撑作用，按期完成国家油气钻井装备工程技术研究中心建设工作，石油石化污染物控制与处理、石油管材及装备材料服役行为与结构安全2个重点实验室获国家科学技术部批准建设。截至2015年底，公司拥有的国家级科技基础条件平台已达18个。

配套完善成果推广应用政策机制，发布实施《关于推进公司装备制造业务自主创新重大技术装备推广应用的实施意见》。持续完善重大科技项目成果管理，推进重大科技专项有形化工作。

## 重大科技研发进展

### 油气勘探开发领域

创新致密油气地质理论与认识，形成致密油气勘探开发关键技术和规模化开发模式，支撑鄂尔多斯盆地致密油气勘探开发取得重大突破，为长庆油田5000万吨持续稳产提供了技术保障。

创新了塔里木盆地库车前陆冲断带盐下超深特大型砂岩气田的勘探与理论，在该区域超7000米深的地层发现了气藏。

形成了含油气盆地成盆、成烃、成藏多组分全过程物理模拟新技术，实现油气成藏要素模拟的定量化、可视化和规范化，为揭示复杂盆地油气成藏规律、指导油气勘探部署提供新手段。

深化三元复合驱油机理，优化定型了6项关键技术，建立完善了一体化管理模式，形成了三元复合驱油配套技术体系，实现了工业化推广，2015年产量突破350万吨，已成为大庆油田开发战略接替技术。

创新稠油火烧驱油室内实验模拟技术，揭示火烧驱油机理，解决井下大功率电点火、火线前缘调控等重大技术难题，直井火烧驱技术现场工业化试验取得重大突破，将成为稠油开发新一代战略接替技术。

大力实施创新战略，坚持“主营业务战略驱动、发展目标导向、顶层设计”的科技发展理念，推进科学技术的原始创新、集成创新和引进消化吸收再创新，实现发展方式从依靠投资和要素驱动向依靠创新驱动转变。

创新页岩气勘探开发核心技术，包括页岩气地球物理采集处理解释技术、页岩储层测井采集和评价技术、页岩气综合地质评价及开发优化技术、水平井钻完井及体积压裂技术等，加快了页岩气业务的发展。

形成了全球常规和非常规油气资源评价方法体系，加快了中亚、非洲、亚太、中东和南美等地区新项目评价和现有项目勘探进程；大型碳酸盐岩油藏高效开发关键技术取得重大突破，支撑了伊拉克大型生物碎屑碳酸盐岩油藏的高效开发。

### 炼油化工领域

千万吨级大型炼厂成套技术开发应用取得重大突破，具备了千万吨级大型炼厂总体设计和所有主要工艺装置自主设计能力，总体技术水平达到国际先进水平。

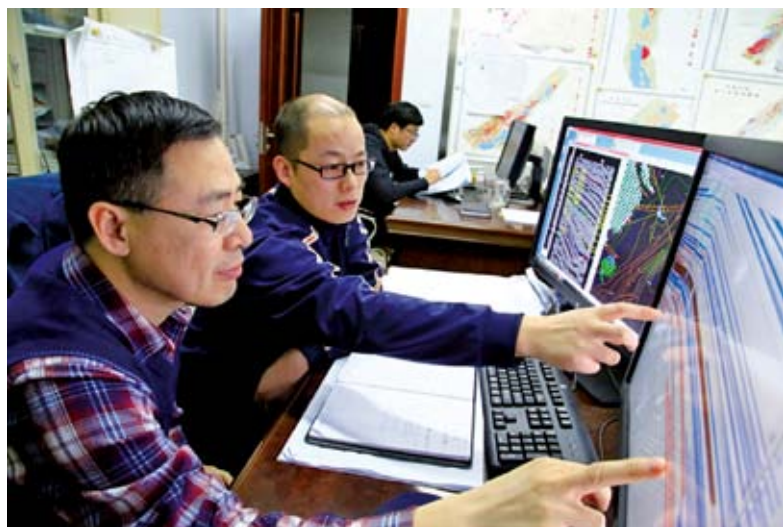
满足国IV排放标准的清洁汽油生产成套技术为公司实现油品质量升级提供了技术保障；国V汽油调和组分稳定生产工业试验实现稳定运行，汽油池调和产品达到国V标准要求。

聚烯烃新产品开发与工业应用取得突破性进展，成功开发出燃气管料等35个牌号新产品并实现工业生产，创新“产销研用”一体化新产品开发及推广模式，为提高公司聚烯烃装置经济效益提供强有力的技术支撑。

稀土顺丁橡胶工业化成套技术开发试验成功，掌握了顺丁橡胶稀土催化剂体系制备和稀土顺丁橡胶工业化生产成套技术。

### 工程技术储运领域

物探方面，在多个探区实施精细开发地震技术研究，在数据采集、处理等方面取得重大突破，为老油田精细调整挖潜提供有效技术支撑；研发了具有国际领先水平的山地复杂构造精确地震成像与气层识别技术，在我国7大盆地和12个国家的山地复杂构造油气勘探中大规模应用，支撑了我国塔里木盆地、四川盆地等地区4个万亿立方米天然气储量规模的发现。



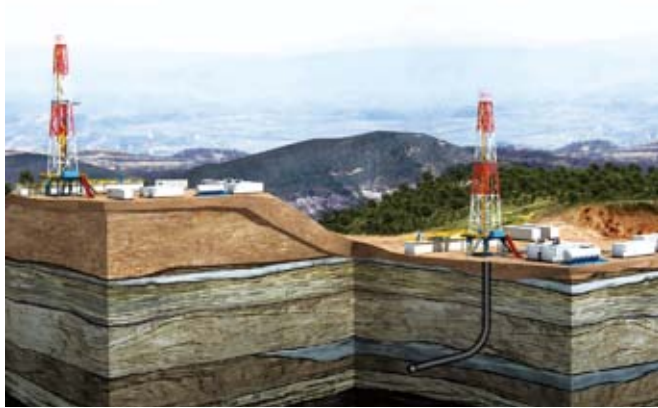
测井方面，成功研制随钻方位电阻率成像测井仪器，为快速评价复杂储层和水平井地质导向提供新技术；超深层碳酸盐岩成像测井等配套技术的规模应用，显著提高了测井解释符合率。

钻井方面，页岩气水平井高性能水基钻井液技术取得重大突破，将成为页岩气开发油基钻井液的有效替代技术；深井超深井优快钻完井配套技术有效支撑重点地区规模增储和快速上产；水平井钻完井与储层改造“工厂化”作业技术成为致密油气、页岩气等非常规资源勘探开发的主体技术。

储运方面，创新X80钢级1422毫米管道建设技术，为中俄东线天然气管道项目建设奠定基础；实现大功率燃驱压缩机组等16类管道装备国产化，降低成本20%以上。

## 科技合作

公司围绕提高采收率、非常规油气和污水处理与资源化利用等领域，推动国内外科技交流与合作，建立了组织完善、方向明确、形式多样的交流合作机制，在技术研发、国际化人才队伍建设等方面不断取得新进展。与中科院、航天科工集团等单位开展合作，推动了创新链与产业链的有机融合。与通用电气公司举办“科技创新与管理高层论坛”，签署技术与研发合作谅解备忘录，探讨在二氧化碳捕集、埋存与利用，低碳、环保技术，非常规油气开发等领域的科技合作。积极参与国际和行业学术组织的交流活动，借助国际会议平台，展示公司智能化水驱、化学驱提高采收率、先进钻完井等新技术、新工艺。



## 知识产权

公司全年申请国内外专利5153件，达到历年最高水平，其中发明专利2778件，占比54%；获得授权专利4753件，其中发明专利1145件。计算机软件著作权登记391件，认定技术秘密220项，获得6项国家专利优秀奖，知识产权成果数量质量进一步提升。

## 科技奖励

2015年度公司4项重大科技成果获得国家科技奖励，其中，“5000万吨级特低渗透-致密油气田勘探开发与重大理论技术创新”获得国家科技进步一等奖、“山地复杂构造精确地震成像与气层识别技术及工业化应用”获得国家技术发明二等奖。公司研发的钻井节能提速导航仪获得第45届美国E&P工程创新奖，成为本届16项获奖技术之一，也是中国石油首次获得该奖项。

申请专利



5153

件

获得授权专利



4753

件

## 致密油地质理论及配套技术创新 支撑鄂尔多斯盆地致密油取得重大突破

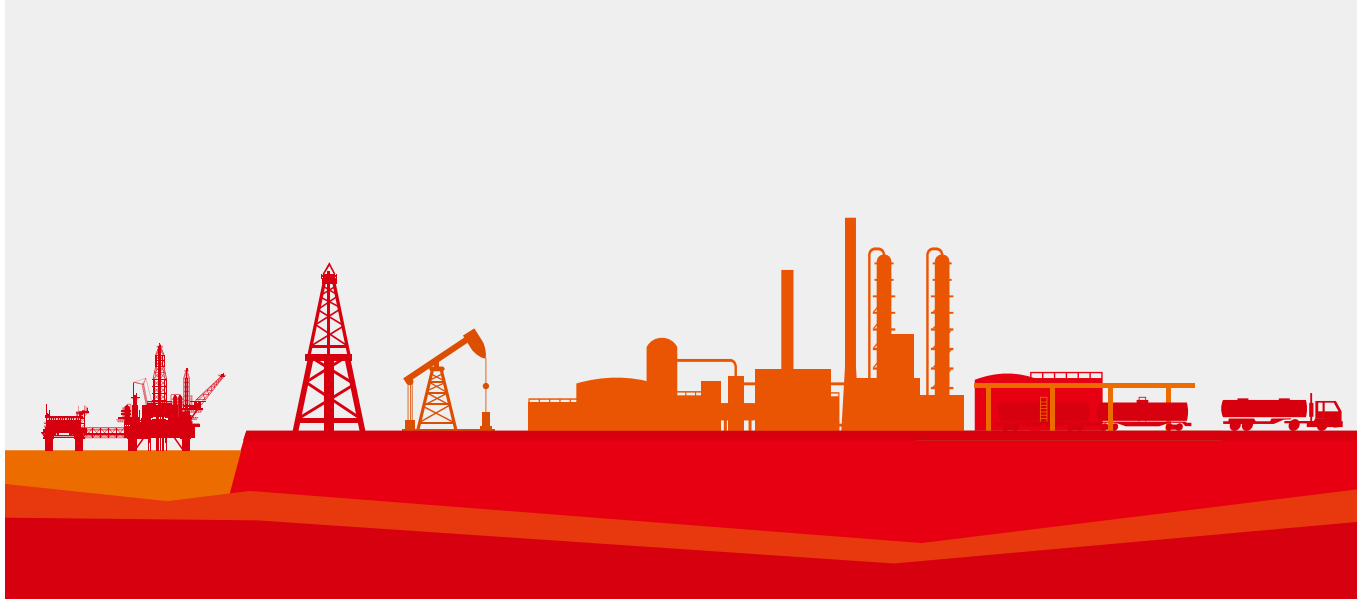
创新致密油地质理论与认识，形成致密油勘探开发关键技术，支撑鄂尔多斯盆地致密油勘探开发取得重大突破，为长庆油田5000万吨持续稳产提供技术保障。

形成5个方面的理论技术突破：（1）建立陆相湖盆半深湖-深湖“朵体+水道”重力流沉积模式，突破深水区找油气禁区，拓宽盆地长7致密油勘探范围。（2）发现致密储层与低渗透储层在储集空间与石油微观赋存状态的差异，明确致密储层渗流系统为簇状连通孔喉体，体积压裂是实现致密油有效动用的途径。（3）深化大型陆相湖盆“高强度生烃、持续充注、近源富集”的致密油成藏机理，提出致密储层成藏物性下限。（4）建立陆相湖盆致密油甜点优选、资源和储量评价标准及规范，创新水平井+体积压裂致密油开发关键技

术。（5）创新提出致密油水平井准自然能量开发方式、井网类型、能量补充途径和开发技术政策，在国内率先实现致密油规模开发。

这些理论技术突破在致密油勘探开发实践中取得成功应用，勘探成功率由60%提高到78%，单井产量提高4至6倍，落实13个有利目标区，发现我国首个亿吨级新安边大型致密油田，新建产能100万吨，对我国致密油勘探开发起到示范推动作用。





# 年度业务回顾

## 勘探与生产

2015年，公司不断优化勘探与生产业务投资结构和生产组织方式，推进管理创新和技术创新，国内油气储量产量基本保持稳定增长态势。油气勘探通过实施有利区带和层系精细勘探，落实了多个亿吨级规模石油储量区及千亿立方米级规模天然气储量区。油气生产以投资成本最优化、整体综合效益最大化为目标，通过加强项目优选和方案优化、强化成本控制等措施，实现了油气生产的平稳运营。

天然气勘探取得新进展。落实长庆苏里格西二区及南区、西南高石梯-磨溪震旦系、塔里木库车克深区块等一批千亿立方米级规模天然气储量区；长庆鄂尔多斯石楼地区致密砂岩气新增储量规模进一步扩大；长宁、威远和黄金坝地区首次提交页岩气探明储量超过千亿立方米。

## 油气勘探

立足大盆地和富油气凹陷，以规模优质可动用储量为重点，调整优化部署，提高勘探成功率，实现集中勘探、精细勘探和效益勘探。2015年，国内全年新增探明石油地质储量72817万吨，连续10年超过6亿吨；新增探明天然气地质储量5702亿立方米，连续9年超过4000亿立方米；SEC口径油气储量当量接替率大于0.7（70美元/桶），为公司破解低油价困局、实现稳健发展奠定了坚实的资源基础。

## 油气发现

石油勘探取得重要成果。落实了长庆环江、姬塬地区、新疆玛湖西斜坡等5个亿吨级规模石油储量区；在大庆三肇、辽河大民屯西斜坡、塔里木中古-塔北等取得新成果，新增探明或控制石油地质储量均在3000万吨以上；加强重点区域地质评价，致密油勘探在长庆长7、大庆长垣南等4个区块取得新突破。

国内新增探明  
石油地质储量



72817

万吨

国内新增探明  
天然气地质储量



5702

亿立方米

坚持稳健发展方针，以提高质量效益为中心，有序有效组织生产经营，深入实施开源节流降本增效，实现由注重规模速度的粗放发展向更加注重质量效益的稳健发展转变。

## 开发与生产

2015年，国内油气生产基本保持平稳。油气田开发加强动态调整，开展产能部署优化、压减低效无效项目，扩大水平井应用规模，深化老油田精细挖潜、有效控制自然递减。全年新建原油产能1225万吨，天然气产能154亿立方米，国内油气当量产量达到18751万吨。

### 原油生产

2015年，公司以提高单井产量和开发效益为出发点，加强综合地质研究和新技术推广，突出大庆茂15-1水平井示范区、长庆姬塬、新疆风城重18井区等11个重点项目，加强产能部署与产能结构优化，积极探索建产新方式，深化全过程项目管理，实现油田高效开发。公司全年生产原油11143万吨。

大庆油田持续推进精细水驱挖潜，优化聚驱提效，加快三元复合驱技术推广，加强生产组织，精细开发管理，取得了显著的

开发效果，实现全年原油产量3839万吨。长庆油田深入开展储量增长高峰期工程，通过推广勘探开发一体化技术，发现了多个

国内生产原油



11143  
万吨

国内生产天然气



954.8  
亿立方米

国内油气储量和勘探工作量

	2013	2014	2015
新增探明石油地质储量（万吨）	67013	68980	72817
新增探明天然气地质储量（亿立方米）	4923	4840	5702
二维地震（千米）	27089	19170	15909
三维地震（平方千米）	12477	11739	9095
探井（口）	1746	1584	1588
预探井	1006	910	924
评价井	740	674	664

新的油气层位和有利区块，形成了一批规模储量区和战略接替领域，使致密油气藏开发效益获得有效提升，全年生产原油2481万吨。辽河油田实施油藏立体开发新模式，有效解决了埋深大、储层致密等低品位储量的经济有效开发问题，实现了中深层稠油的全生命周期高效开发。

### 老油田精细挖潜

随着油气田开发程度的深入，油气井产量会出现大幅递减。公司采取多种措施，立足现有资源基础，实施老油田精细开发，进一步挖掘资源潜力，有效控制资源递减。

规模开展精细油藏描述工作，形成六大配套技术，主力油田全部建立了数字化三维动态模型。不断加快化学驱、气驱、热采稠油转换开发方式等技术攻关，提升保证老油田挖潜的经济性。深入开展精细注水工作，建立以控制自然递减率为目的的长效制度体系，油田自然递减率由2008年的13.84%下降到9.8%。大庆油田发展形成第三代精细分层注水技术，水驱自然递减率6.69%，综合递减率4.75%。开展长停井治理工作。新疆油田将单井措施挖潜与油藏综合治理相结合，实现剩余储量资源的有效挖潜。推行油气开发全过程精细化管理。长庆油田建立三级管理体系，推行“多维矩阵”气井管理模式，量化措施实施参数，低产井开井时率提高2-3个百分点。

### 重大开发试验

2015年，公司继续围绕高含水、低渗透、稠油三大类油藏，加强关键技术的攻关试验和成熟技术的推广应用，重大开发试验工作有序进行，试验成果对增储上产的推动作用进一步显现。大庆油田三元复合驱技术工业化推广至42个单元，覆盖地质储量1.9亿吨；新疆油田聚合物驱油项目年产油从3万吨增长到18万吨；辽河油田二元驱试验区日产油水平从63吨增长到360吨，采收率提高18%；辽河油田和新疆油田稠油火驱试验项目年产油达到45万吨，采收率提高40%；辽河油田超稠油SAGD培育出了12口百吨井；塔里木油田注天然气混相重力驱试验累计注气1300多万立方米，年产油17.2万吨；大庆、长庆和大港油田空气泡沫驱试验项目进展顺利。

### 天然气开发

2015年，公司积极推进西南、长庆、塔里木等重点气区和重点项目的产能建设，强化方案优化和井位精细论证，全年生产天然气954.8亿立方米。长庆油田实施整体论证、分区优化，以气井精细管理为依托，有效发挥气井产能，产能建设效果保持平稳势头，年产天然气374.6亿立方米。其中，苏里格气田水平井规模开发效果良好，神木气田大井组开发成效显著，陇东地区储层评价工作取得新突破。塔里木油田坚持“稳油增气”原则，立足克拉2、迪那2、克深等主要气田，突出发展天然气业务，全年生产天然气235.5亿立方米，建成我国第二大天然气产区。西南油气田全年生产天然气154.8亿立方米，安岳气田磨溪区块龙王庙组特大气藏110亿立方米产能全面建成投运，大幅提升了川渝地区的供气保障能力。

### 苏里格气田

位于鄂尔多斯盆地北缘的苏里格气田是我国陆上最大整装气田，具有世界上罕见的“低渗、低压和低丰度”气田特性。长庆油田引入市场化合作机制，运用“技术集成化、建设标准化、管理数字化、服务市场化”的低成本开发战略，实现了气田的规模有效开发。随着开发工作的不断深入，低产低效气井逐年增多，公司通过优化间歇井生产制度，大规模开展排水采气，推行气井精细化管理，提高低产井采收率，保证了气井的高效稳定生产。2015年，苏里格气田全年生产天然气233.9亿立方米，累计产气量1240.5亿立方米。



## 安岳气田龙王庙组特大气藏投产

2015年10月20日，安岳气田磨溪区块龙王庙组特大气藏全面建成投产，年产气能力110亿立方米，其中包括年产气10亿立方米的试采工程和分别年产气40亿立方米和60亿立方米的产能工程。

龙王庙组气藏位于四川盆地中部，地跨四川省和重庆市，探明天然气地质储量4403.8亿立方米，是我国迄今发现的最大单体海相碳酸盐岩整装气藏。2012年9月9日，安岳气田磨溪8井完成试油作业，测试日产气量超过190万立方米，从而发现龙王庙组气藏。

气藏开发过程中，公司不断深化地质认识，创新应用“高产井培育”新技术，针对安岳气田龙王庙组气藏高产地质特征，优选出“两带十区”开发最有利区，优先部署30个高产井位目标。针对井位目标的地理地貌、储层厚度及空间展布，实施水平井或大斜度井，大幅减少布井数量，实现了气田的高效开发。目前，安岳气田龙王庙组气藏单井平均测试日产天然气超过164万立方米。

公司采用勘探与开发一体化、工程设计模块化、设备建造工厂化、产能工程建设撬装化和“PMT+EPC”等创新模式，实现找气、采气同步进行。与传统方法相比，新的开发建设模式不仅可以节约用地20%，而且大大缩短了工期，加快了天然气储量转化为商品气的速度。从2012年9月磨溪8井发现安岳气田龙王庙组气藏，到快速探明并顺利建成年产110亿立方米气藏开发工程，公司仅用了3年时间。

安岳气田龙王庙组气藏开发工程追求“零污染、零排放”的设计理念和标准，运用最成熟的废水、废气处理技术，以最严格的标准打造绿色气田。新建设完成的天然气净化厂通过应用CPS工艺以及同步实施SCOT尾气处理改造工程，总硫磺回收率可达到99.8%以上；通过应用“蒸发结晶”生产废水处理技术，实现了生产废水的全部回收再利用。

安岳气田龙王庙组特大气藏的全面投产，可以满足我国每年新增天然气消费量的一半，同时还将对优化四川地区的区域能源消费结构起到重要作用。



## 非常规油气资源勘探开发

2015年，公司进一步推动煤层气、页岩气、页岩油、致密气、致密油等非常规油气资源勘探开发和技术创新，并取得重要进展。形成了致密油勘探开发关键技术，落实了一批致密油储量区，煤层气产业基地和页岩气示范区建设稳步推进。

### 煤层气

2015年，公司煤层气产量稳步增长，全年完成商品气量17.6亿立方米，同比增长28.5%。公司立足鄂东、沁水两大煤层气田，持续深化已开发气田开发规律认识。山西保德区块建成我国规模最大的中低阶煤煤层气田，国内首个中阶煤煤层气田在陕西韩城区块初具规模。在山西郑庄和陕西韩城推广以控制井底流压为核心的自动化排采，着力推进煤系地层立体勘探开发，积极探索完善大井丛和水平井开发试验，全年完钻探井31口，开发井261口，新建产能1.7亿立方米，累计建成产能23亿立方米。

### 页岩气

2015年，公司以长宁-威远、昭通两个页岩气示范区为重点，强化生产运行，全年新钻井55口、完钻80口，平均单井产量达到10万立方米/日；新建产能28.5亿立方米，实现商品气量13亿立方米；内部集输、供水工程、4座脱水站及5条外输管道陆续建成投运。经过近两年的开发建设和评价，基本明确了各区块页岩气富集规律，2015年，长宁、威远和黄金坝地区首次提交页岩气探明地质储量1635亿立方米。页岩气开发主体技术、高产井培育技术和高效管理模式逐渐明晰，试采井第一年井均日产和预计最终开采量均达到方案设计水平。

### 致密油

2015年，公司继续在中国鄂尔多斯盆地、四川盆地、松辽盆地、柴达木盆地及三塘湖盆地等地区展开致密油勘探开发，并取得一批重要成果。



四川威远页岩气大型加砂压裂作业

长庆油田持续加强长7致密油勘探开发一体化工作，103口井新获工业油流，进一步落实了陇东、新安边、陕北三大致密油含油富集区，建成产能107.2万吨。大庆油田突出致密油甜点区和有利区地质评价，强化水平井加体积压裂技术的完善和应用，通过勘探开发一体化工作，在长垣南、宋芳屯-徐家围子扶余油层新增控制加预测地质储量超亿吨。吉林油田立足低品位资源，积极探索降本增效的有效措施，钻井压裂成本明显降低，在鳞字井-别字井地区7口井新获工业油流，水平井试采效果良好。吐哈油田强化配套技术的完善，努力降低钻井压裂成本，在三塘湖盆地马朗凹陷条湖组致密油勘探开发见到良好效果，马56区块新增探明地质储量3009万吨，建成产能13.8万吨。

## 国内对外合作勘探开发

公司根据中国政府授权，在国内开展对外合作勘探开发油气资源业务。合作项目主要涉及低渗透油气藏、稠油、滩海、高含硫气藏、高温高压气藏、煤层气、页岩气等领域。

截至2015年底，正在执行的对外合作勘探开发合同35个。对外合作项目全年生产原油392万吨、天然气66亿立方米，油气当量产量917万吨。

### 重点项目执行情况

#### 赵东原油项目

赵东原油项目位于渤海湾盆地滩海地区，合作区块面积77平方千米，与新路安中国有限公司、澳大利亚洛克石油（渤海）公司合作开发。

赵东原油项目作为第一个由中方接管作业权的滩海合作项目，在2015年4月接管作业权后，实现了安全生产平稳过渡，5口新投产井取得了新井高产的好效果。

#### 长北天然气项目

长北天然气项目位于鄂尔多斯盆地，合作区块面积1691平方千米，与荷兰壳牌石油公司合作开发。

2015年，长北天然气项目继续保持高产稳定，生产天然气36.4亿立方米。按照合同约定，公司与壳牌签署了长北一期作业权移交协议，2016年1月1日中方正式接管该项目一期作业权。

#### 川东北天然气项目

川东北天然气项目位于四川盆地，合作区块面积876平方千米，与美国雪佛龙公司合作开发。

2015年12月30日，川东北天然气项目罗家寨高含硫气田A井组在重庆开县启动投产。

#### 苏里格南天然气项目

苏里格南天然气项目位于鄂尔多斯盆地，合作区块面积2392平方千米，与法国道达尔公司合作开发，由中国石油担任作业者。

该项目持续完善优化“工厂化”作业方案，通过井位优选、大井丛开发、标准化设计、标准化施工及地面模块式建设等措施，有效保障作业效果。2015年，苏里格南天然气项目全年共生产天然气14.8亿立方米。

对外合作项目  
生产原油



392  
万吨

对外合作项目  
生产天然气



66  
亿立方米

## 天然气与管道

2015年，公司天然气业务平稳发展，主要气区天然气产量保持稳定，重点区域管网和储气库的建设稳步推进。在天然气市场相对疲软的状况下，天然气产销量均实现小幅增长，全年销售天然气1226.6亿立方米，同比增长2.7%。

截至2015年底，国内运营的油气管道总里程达到79936千米。其中，原油管道18917千米，占全国的69.8%；天然气管道50928千米，占全国的76.2%；成品油管道10091千米，占全国的46.3%。资源多元、调度灵活、安全可靠的油气供应网络基本建成。

### 管网运行与调控

2015年，公司合理安排进口气和LNG现货采购，挖掘管网管存潜力，加大储气库注气力度，保持业务链资源平衡。

优化油气管道运营管理，提高运行效率。公司采取多种措施优化运行，消除管网输气瓶颈，加强产运销全过程的管理和协调，实现资源最佳配置，将自产气、进口气、储气库调峰气和沿海LNG各类天然气资源与消费地连接，有效提升重点时段和重点地区的供气保障水平。

### 储气库群

公司不断加强储气库群建设。截至2015年底，已建成大港、金坛、刘庄、苏桥、呼图壁等储气库（群）10座，调峰能力达到52亿立方米，应急保障能力得到进一步提高。长庆油田首座地下储气库—陕224储气库正式投产注气，设计库容10.4亿立方米，日均注气量250万立方米，为保障陕京天然气管道的稳定供气起到了积极作用。

原油管道总里程  
占全国比重



69.8%

天然气管道总里程  
占全国比重



76.2%

### 新建或投产储运设施

2015年，漠大线原油管道增输工程、哈尔滨-沈阳输气管道（长春-沈阳段）、山东天然气管网（青岛-威海段）等一批油气管网和配套管线相继建成投产；西气东输三线东段、锦州-郑州、云南成品油管道等工程建设稳步推进。

#### 西气东输三线

西气东输三线全长7378千米，包括1条干线和8条支线，西起新疆霍尔果斯，东至福建福州。干线全长5220千米，管径1016-1219毫米，设计压力10-12兆帕，设计输气能力300亿立方米/年，工程采取分段建设、分段投产方式进行。

西气东输三线西段从霍尔果斯至宁夏中卫，全长2445千米，2012年10月开工建设，2014年8月25日全线贯通。东段从江西吉安至福建福州，全长827千米，管径1016-1219毫米，设计压力10兆帕，设计输气能力150亿立方米/年，2013年5月开工建设，截至2015年底，已累计完成焊接815千米，计划2016年投产。

## 锦州-郑州成品油管道

锦州-郑州成品油管道北起辽宁锦州，南至河南郑州，由1条干线、2条输入支线和7条分输支线组成，管道全长1636千米，管径219-660毫米，设计压力8-10兆帕，设计输油能力1300万吨/年。管道建成后，将有助于进一步形成完整的成品油供应网络，促进东北和中东部地区成品油资源的优化配置。

工程于2012年8月18日开工建设，截至2015年底已完成线路焊接1290千米、回填1118千米，完成铁路、公路、河流穿越152处，整体进度达57%。

## 天然气利用与市场开发

2015年，公司全年共销售天然气1226.6亿立方米，管道天然气供应范围已覆盖全国30个省市自治区，市场占有率达到68%。

在天然气需求放缓的形势下，公司制定分步销售激励政策，实施大用户、直供工业用户调价促销，持续西三线中段等主干管道、闽粤支干线等重点新建管道市场和东部沿海高效市场开发。全年新签订长期购销合同84份、年合同气量接近100亿立方米，城市及工业用气比例上升至70%。

城市燃气、压缩天然气等下游业务市场开发取得新的突破，广东潮州、揭阳和大连瓦房店-长兴岛支线等项目进展顺利，湖南支线、云南支线等项目加快推进。

积极推动天然气行业市场化。2015年7月，由公司与中石化、中海油等多家公司共同出资组建的上海石油天然气交易中心成功试运行，公司下游注册用户超过100家，全年完成35亿立方米管道天然气线上交易。

## 液化天然气 (LNG)

2015年，公司LNG市场开发及项目建设稳步推进。截至目前，共运行LNG工厂12座，总产能700万立方米/日，2015年产量5.6亿立方米。湖北黄冈、四川广元、山东泰安等5座LNG工厂试运行，内蒙古乌海、广东肇庆LNG工厂和陕西渭南3座LNG工厂建设有序进行，建设产能合计190万立方米/日。运行LNG加气站550座，在建LNG加气站136座，全年终端销售LNG15.4亿立方米，占全国LNG汽车加气站销售量的27.3%。

江苏、大连和唐山LNG接收站继续发挥在天然气保供应急调峰方面的作用，全年LNG进口量为58亿立方米。江苏LNG项目二期1000万吨/年气化工程一次开车成功，大连LNG接收站二期工程实现机械完工，这些将进一步保障我国长三角及华北地区清洁能源的平稳供应。

公司还在LNG汽车开发、LNG运输及相关标准制定方面取得了积极的进展。2015年，合作开发LNG汽车10.5万辆，占全国LNG汽车的52.5%，并在重庆、内蒙古乌海、湖北武汉等地建立了LNG车辆改装示范点，探索出LNG车辆改装模式和多种车辆改装技术。新建/改造LNG船舶33艘，占全国LNG船舶的30%，完成LNG集装箱船运输、小型LNG船运输、铁路LNG运输等多项试验。



天然气站员工巡检

## 炼油与化工

2015年，炼化业务紧跟市场变化，优化生产组织和产品结构，按照效益优先原则安排资源流向和装置负荷，停产没有边际贡献的装置，科学组织检修，实现了安全平稳运行，装置运行水平和业务盈利能力明显提升，有21项主要技术经济指标优于去年。

公司全年国内加工原油15132万吨，生产成品油10369万吨。炼油高效产品实现增产，成品油收率提高0.7个百分点，黑色产品比例下降0.5个百分点；航空煤油、-35号柴油、芳烃产量分别增长了14.5%、15.4%和12.4%。清洁油品比例稳定提升，95号以上高标号汽油、国V车用柴油产量分别提高了1.6和7个百分点。

坚持增产高附加值化工产品，不断扩大终端营销渠道，促进化工业务盈利水平的提高，全年共生产乙烯503.2万吨，合成氨184.5万吨，销售化工产品2522万吨，同比增长3%。其中，合成树脂产量增长3.1%，15种高附加值产品销量增长21%。

国内加工  
原油15132  
万吨国内生产  
成品油10369  
万吨

国内炼油化工数据

	2013	2014	2015
原油加工量 (万吨)	14602.0	15016.0	15132.3
原油加工负荷率 (%)	86.9	82.6	84.5
成品油产量 (万吨)	9790.0	10184.1	10369.4
汽油	3296.9	3410.0	3647.3
煤油	606.1	714.3	833.8
柴油	5887.0	6059.8	5888.4
润滑油产量 (万吨)	188.6	158.1	121.0
乙烯产量 (万吨)	398.2	497.6	503.2
合成树脂产量 (万吨)	663.8	806.7	831.8
合成纤维产量 (万吨)	7.0	6.6	6.5
合成橡胶产量 (万吨)	66.5	74.5	71.3
尿素产量 (万吨)	377.1	266.3	256.6
合成氨产量 (万吨)	257.7	189.2	184.5



## 大型炼化基地建设和运行

2015年，国内主要大型石油石化项目生产运行平稳。乌鲁木齐石化优化调整工艺参数和加工流程，严格生产过程管控，保持生产装置高负荷安稳运行，保证产品质量和高效产品产量。宁夏石化公司500万吨/年炼油装置第二轮长周期运行达到500天，各项经济技术指标持续优化。

重点炼化工程建设进展顺利。云南石化千万吨炼油项目基本建成，设备、工艺管道安装完成，常减压、气分等8套装置机械完工。广东石化、华北石化炼油质量升级及安全环保技术改造、辽阳石化优化增效改造等重点项目稳步推进。

## 成品油质量升级和新产品开发

汽车尾气污染物排放是我国大中城市雾霾的污染源之一，随着国家对环境保护的力度不断加大，公司继续加快汽柴油质量升级步伐，促进大气污染防治。2015年，公司10个国V升级项目进展顺利。大连石化、广西石化、克拉玛依石化等相关项目建成投产；完成已投产国V升级装置转产，具备了保供东部11省市国V油品的能力；新开47个国V升级项目开展前期工作。截至2015年年底，公司19家炼化企业具备生产国V车用汽油能力，所有企业具备国V车用柴油的生产条件。此外，公司还围绕清洁油品升级技术，加强顶层设计，开展技术攻关，成功开发了清洁汽柴油生产成套技术，并在大港石化、乌鲁木齐石化等实现大规模应用。

2015年，公司持续加大化工领域新产品研发力度，全年研发、生产75个新产品，产量达到112万吨。其中，聚乙烯管材、中空料，聚丙烯抗冲料形成系列化；四川石化、抚顺石化、大庆石化乙烯产品品种进一步丰富；吉林石化ABS、抚顺石化聚丙烯纤维料、四川石化PE100管材、兰州石化丁苯橡胶专用料等20个新产品获得推广并取得成效。

## 销售

2015年，公司销售业务以市场需求和顾客需要为导向，持续优化销售结构，强化“油（成品油）卡（加油卡）非（非油品业务）润（润滑油产品）”一体化营销，积极探索“互联网+营销”等新模式，市场应对能力有效提升。

### 成品油销售

2015年，公司国内成品油销售量达到11625万吨，其中零售量8054万吨，占比69.3%。高标号汽油、航空煤油等高附加值产品销量比例持续增长。

### 营销网络建设及运营

持续加快营销网络建设，优化调整网络布局，突出重点站点开发，灵活开发方式，加大品牌输出，全年新开发加油加气站321座，新增销售能力253万吨；新改扩建油库11座，新增库容23.5万立方米。截至2015年底，公司在国内运营的加油站总数达到20714万座。

公司着力提升现有加油站运营质量，持续加大低销量站、低效益站治理力度，推广精细化和现场6S管理。探索推进加油站商业模式转型，积极打造“线上+线下、店内+店外、商品+服务”的智慧加油站。不断优化物流和仓储结构，合理降低库存，提高油库使用效率，保障市场供应。“昆仑加油卡”产品化进程加快，全年共发行1721万张，累计发行量达到8128万张。

### 非油品业务

非油品业务主营地位得到进一步强化，逐渐成为销售业务新的效益增长点。依托加油站零售网络优势，突出便利店优化提升，优选商品开展一体化营销；全面启动自有商品开发，加大昆仑之星系列产品推介力度；充分利用加油站场地，通过自营、合资、租赁等方式快速推进汽服业务；发挥非油供应商资源优势，加大联合营销、品牌整合力度，提高整体创效能力。2015年实现非油业务收入124.2亿元、利润14.5亿元，同比分别增长25.6%和42.5%。年收入百万元便利店数量同比增幅23%，单店日均收入同比增长17%。

### 润滑油和炼油小产品销售

2015年，公司推进生产现场规范管理，合理优化产能布局，着力增强产销衔接和服务客户能力，发挥加油站零售网络渠道优势，加大润滑油业务与成品油业务的融合发展。持续完善车用油、工业油、服务油、特种油、船用油等全产品营销体系。持续加大科研攻关，金属加工液、研磨油、铝冷轧油、长寿命封存防锈油等新产品更加丰富。2015年，全年销售润滑油（脂）127万吨，车用油高端产品和车辅产品销量同比增幅明显。

炼油小产品销售实现稳步增长，销量同比增加242万吨。其中，沥青产品以重点工程项目为基础，加大专用沥青研发，强化营销管理，全年销售沥青产品670万吨，同比增加27万吨；突出零散油品附加值提升，实现催化油浆掺炼原油生产沥青的规模化工业生产，石脑油和船舶燃料业务取得明显进展。

国内销售  
成品油



11625

万吨

国内成品油  
零售量



8054

万吨

## 依托“互联网+”打造智慧加油站

2015年8月15日，公司依托“互联网+”打造的首座智慧加油站在河北省石家庄投入运营。

公司以传统加油站销售体系和网络为基础，借助大数据、云计算、车联网、物联网、移动支付等互联网技术手段，打造以“人·车·生活”为内涵的综合服务站。智慧加油站推出汽车美容、检测、车险代办、维修等多种增值服务。便利店内有千余种商品，顾客可以通过“宝石花网上商城”线上购物，并利用加油卡、微信、支付宝等多种方式进行支付，再到离家最近的油站提货。此外，顾客还可在这里收发快递、订票、取款、缴纳水电气费等。

智慧加油站依托全新的互联网平台和渠道，服务手段更加多元化，线下与线上、站内与站外服务范围越来越广，实现了从油品销售到汽车全生命周期服务、从传统加油站经营模式到全渠道资源整合、从实体营销到大数据营销的转变。

截至2015年底，首批26座智慧加油站油品、非油品业务收入较以前分别增长了38%和59%。目前，这种全新的经营模式正在全国范围内进行积极推广。



## 国际油气业务

2015年，国际油气业务克服国际油价持续低迷、汇率大幅波动等困难，根据外部环境变化积极调整发展策略，实现了海外项目的安全平稳有效发展。海外风险和滚动勘探取得多项新发现；油气田开发生产在逆境中实现产量持续增长；管道炼化项目生产受控，在建工程取得新进展；与“一带一路”沿线国家的油气合作进一步深化。

### 勘探开发

2015年，海外油气勘探不断优化部署，突出效益勘探、加强滚动勘探、放缓风险勘探，推迟海域和非常规等高风险、高投资、回报周期长的勘探投资项目，注重技术创新、精心组织实施，取得一系列重大突破和油气发现。

**滚动勘探领域**立足富油区带，多区多领域实现效益增储。苏丹6区Sufyan凹陷展现亿吨级油田场面；苏丹4区Hilba地区揭示亿吨级资源规模；乍得H区块发现新的高产富集潜山油藏；哈萨克斯坦南图尔盖盆地1057中部隆起带、Doshan等区块取得多项新进展，滨里海中区块希望油田西斜坡扩大岩性勘探成果；厄瓜多尔安第斯T区块西部首次揭示新层系资源潜力；印尼Jabung区块新层系和低阻油层领域获得重要发现。

**风险勘探领域**针对土库曼斯坦阿姆河右岸东部山前带开展重点预探。召拉麦尔根构造探井两层测试均获百万立方米以上天然气流；戈克米亚尔构造探井分别在上侏罗统灰岩和中下侏罗统砂

岩测试成功；阿盖雷构造评价井进一步落实气藏储量规模，形成了霍贾古尔卢克-戈克米亚尔、阿盖雷-塔加拉南北2个千亿立方米规模气区。

**海上勘探领域**重点实施关键探井。巴西Libra项目深水盐下首口探井两层测试均获高产油流，基本证实了巴西里贝拉西部构造5亿吨级整装油田。

### 油气生产

2015年，公司坚持效益优先、区别对待、差异管理的原则，大力推进老油田“二次开发”工作，重点突出注水工程，深入开展开发方案优化，调整压缩新井和措施工作量，实施降本增效、科技创新应用等措施，努力提高效益产量，保证了海外油气田优质高效可持续开发。

全年实现作业当量产量13826万吨，权益当量产量7203万吨，同比增长10.5%。其中，原油作业产量11550万吨、权益产量5515万吨；天然气作业产量286.5亿立方米，权益产量211.9亿立方米。

**中亚-俄罗斯地区：**公司所属哈萨克斯坦公司在大幅减少钻井工作量的情况下，不断优化勘探开发部署和工程设计，强化油田注水，部分主力油田快速递减得到有效遏制。阿克纠宾项目让那若尔第三油气处理厂Ⅲ期工程主体装置投产进气；北特鲁瓦注水工程投产，极大缓解了区块地层压力下降，进一步提升了油田开发效益。土库曼斯坦阿姆河项目运行平稳，自备电厂扩建工程、基尔桑气田及鲍坦乌气田建设工程等相继投产，项目全年完成天然气权益产量119亿立方米。与俄罗斯诺瓦泰克公司和法国道达尔公司在俄罗斯临近北极地区共同合作开发的大型凝析气田开发和天然气液化一体化项目——亚马尔LNG项目全面展开，工程进展顺利。

**拉美地区：**公司所属拉美公司强化油田精细化管理，保持油气生产平稳运行，全年生产原油1402万吨，天然气8.2亿立方米。委内瑞拉MPE3项目4万桶/日快速上产工程、新建稀释剂管道工程顺利投产。

海外原油  
权益产量



5515  
万吨

海外天然气  
权益产量



211.9  
亿立方米

**中东地区：**公司所属伊拉克公司持续推进注水工程实施，全年作业产量突破5700万吨。伊朗北阿扎德甘项目成功进行投油试生产；MIS项目复产工作有序推进。阿联酋陆海项目第一口海上评价井试油获得高产。

**非洲地区：**在苏丹及南苏丹，公司克服外部不利条件，优化投资结构，加快新井投产，提升生产管理水平，全年完成原油权益产量691万吨。南苏丹3/7区通过精细管理，精细挖潜，保持16万桶/日水平安全持续生产；苏丹6区Sufyan油田产能建设项目早期投产。乍得项目加强地质油藏研究，优化措施作业，完成原油权益产量260万吨；新增脱气塔、沉降罐工程按计划顺利投产。尼日尔Agadi油田建设工程全面竣工投产，大大提高了尼日尔项目的原油生产能力。

## 管道建设和运营

截至2015年，公司海外运营的油气管道总里程达到14507千米。其中，原油管道6604千米，天然气管道7903千米。全年输送原油2654万吨、天然气403亿立方米。中亚天然气管道、中哈原油管道、中俄原油管道、中缅天然气管道（缅甸段）等长输管道保持安全平稳运营。重点管道建设顺利推进。中缅原油管道工程（缅甸段）试投产，马德岛港正式开港投运；中哈天然气管道二期工程（哈南线）完成二阶段306千米线路建设并顺利投产；中俄东线天然气管道中国境内段开工。

## 炼油与化工

2015年，公司海外炼厂加工原油4392万吨。苏丹喀土穆炼厂、乍得恩贾梅纳炼厂和尼日尔津德尔炼厂等项目积极优化工艺和生产方案，实现安全平稳高效生产。哈萨克斯坦PK炼厂升级改造项目一期工程有序推进，4000吨/年硫磺装置投产。

## 项目合作与发展

2015年，公司继续在油气领域广泛开展国际合作，与多家能源公司签署了一系列合资合作协议，不断拓展合作领域，同时加快落实“一带一路”沿线国家合作项目，实现互利共赢。

公司与俄罗斯的能源合作进一步深化。与俄罗斯天然气工业股份公司签署了《中俄东线天然气管道项目跨境段设计和建设协议》和《中国石油和俄气石油合作谅解备忘录》。《中俄东线天然气管道项目跨境段设计和建设协议》确定了中俄东线天然气管道跨境段的设计与施工工作程序，并对施工期间的工程质量和环境保护等工作提出要求。根据《中国石油和俄气石油合作谅解备忘录》，双方将共同研究在俄罗斯和第三国开展上游领域合作，在勘探、开发、油气产品销售、工程技术服务和装备贸易等领域开展合作。

在中东地区，公司与穆巴达拉石油公司签署了《中国石油天然气集团公司与穆巴达拉油气控股有限责任公司战略合作协议》。根据协议，双方将在阿联酋境外上游油气投资及相关项目服务等潜在领域开展合作，具体包括陆上常规项目、海上项目和LNG项目等合作。

在非洲地区，公司所属工程建设公司与莫桑比克国家石油工程公司签署合资公司协议，双方共同组建中-莫石油工程公司。公司将开展包括油气田地面工程、长输管道与储运工程、炼油化工工程等在内的咨询服务，以及勘察测量、设计、施工等多项业务。

此外，公司还与BP公司签署了《中国石油天然气集团公司与BP环球投资有限公司战略合作框架协议》。根据协议，公司和BP将在上游领域进一步加强油气资源开发，不断拓展下游零售业务范围及合作模式，实现互惠互利及共同发展。双方还将继续深化伊拉克鲁迈拉油田再开发合作，在原油、成品油以及天然气贸易、碳排放交易等领域探讨合作机会，并在技术和公司治理等方面相互学习、交流经验。

在技术合作方面，公司与通用电气公司签署了技术与研发合作谅解备忘录。双方将在二氧化碳捕集、埋存与利用，低碳、环保技术，非常规油气开发服务等领域探讨进一步合作。

## 中俄东线天然气管道

2015年6月29日，中俄东线天然气管道中国境内段在黑龙江省黑河施工现场正式开工建设。

中俄东线天然气管道起自东西伯利亚伊尔库茨克州科维克金气田和萨哈共和国恰扬金气田，经中国黑龙江省黑河市中俄边境进入中国，分别途经黑龙江、吉林、内蒙古等8个省、市和自治区，最终止于上海市。其中俄罗斯境内段全长2680千米，已于2014年9月1日开工建设。中国境内段拟新建管道3170千米，并行利用已建管道1800千米，并配套建设地下储气库。

中俄东线天然气管道计划于2018年建成投产。根据公司与俄罗斯天然气工业股份公司签署的《中俄东线管道供气购销合同》，项目投产后，俄罗斯将开始通过该管道向中国供气，输气量逐年增长，最终将达到每年380亿立方米，累计供气30年。

中俄东线天然气管道是我国第一条1422毫米口径长距离天然气输送管道。为此，公司提前开展了1422毫米X80管线钢管应用技术研究，利用三年时间解决了管道制造、断裂控制、装备开发等难题，并形成了13项技术标准。

中俄东线天然气管道中国境内段施工地质条件复杂，管道沿线多为冻土层，还要穿越河流、森林及自然保护区，这些都对管道施工建设和运行提出了极大挑战。公司在管道前期规划中充分考虑潜在环境风险，针对不同区段的环境特点制定了水体保护、森林防火、土质分层回填等措施，尽最大可能减少管道建设对沿线自然环境的影响。

中俄东线天然气管道是我国深入实施“一带一路”战略的重要项目支撑。该项目的建设和运行，将带动管道沿线地区基础设施建设和配套产业发展，为当地提供就业机会，促进管道沿线地区经济增长。



## 国际贸易

2015年，公司继续依托海外油气运营中心和营销网络，在全球80多个国家和地区开展原油、成品油、天然气、石化产品、节能减排国际贸易业务、海外份额油销售及原油、成品油境外期货业务，贸易规模和运营质量进一步提升。全年实现贸易量4.3亿吨，贸易额1687亿美元。

原油业务调节保供、优化资源能力进一步提升。利用拼装、船期优化、库存运作多种方式节约采购成本，支持炼化企业实施降本增效。在保持传统优势市场的基础上，拓展北美、北欧市场。加强基准油运作，提高跨区协同效应和贸易灵活性。

成品油方面，进一步拓展管道俄油异地来料加工业务，开展石脑油进口业务，深化与委内瑞拉的贸易合作，获取高性价比燃料油、航煤资源，同时积极参与普氏窗口基准油交易。加大跨市场运作力度，开辟新线路，保持了在香港和新加坡两地机场最大航油供应商的市场地位，开拓了爱尔兰、拉美等新市场。巩固扩大了在东南亚和中东的市场份额，实现国V汽油、柴油首次出口澳大利亚，拓展了高端市场。

天然气业务协调优化管道气和LNG进口方案，降低采购成本。与土库曼斯坦100亿立方米/年供气合同、中俄西线天然气管道供气协议、LNG长约减量降价等项目谈判取得积极成果。

化工产品业务积极组织硫磺出口，建立石脑油加工生产聚烯烃监控模型，综合运用新加坡纸货和国内期货锁定远期毛利。进一步扩大PX和PTA现货贸易，结合期现套利、金融运作和库存盘位运作等方式取得良好效益。

海运业务加强海运风险防控，制修订期租船危险海区防控措施等安全管理规定，保持了多年来无重大安全和油污、货损事故的良好记录。持续优化自有期租船队运力结构，船队规模和运营能力进一步提升。

充分发挥亚洲、欧洲、美洲三大油气运营中心贸易、加工、仓储和运输“四位一体”的作用，在全球范围内优化资源的能力进一步增强。在亚洲地区，构建和完善区域网络，着力提升跨区跨市场运作能力，在缅甸、斯里兰卡的市场份额超过40%，在香港零售油气总量约占终端市场份额的22%；构建起立足香港、辐射台湾、泰国等地的区域供油网络，搭建起稳定的航煤出口销售渠道；日韩市场拓展取得成效，在日本销售的中东原油和南美重质原油分别同比增长82%和20%。在欧洲地区，成功开拓黑海重油转口欧洲的业务和西部海上转口贸易；加强英、法炼厂的运营和管理，创造了良好效益；中标突尼斯柴油、爱尔兰航空煤油和英国国防部船用柴油采购等多个项目；完善布伦特基准油交易组合，提升市场参与度。在美洲地区，积极参与WTI基准油运作，实现了原油混兑贸易及期货合约现货交割，成为美国巴肯地区最大的原油贸易商之一；开辟了美国凝析油转口、天然气凝析液等新业务，首次实现对墨西哥和巴西的直接成品油供应；对巴西的原油贸易实现了快速发展。

贸易量



4.3  
亿吨

贸易额



1687  
亿美元

## 工程技术、工程建设、石油装备制造业务

2015年，公司继续加快工程技术、工程建设和装备制造业务转型升级的步伐，强化技术和管理创新，不断优化业务结构，开拓高端市场，加强先进高端新产品研发和产业化力度，市场竞争力进一步增强，技术水平和服务保障能力不断提升。工程技术和工程建设队伍在全球开展物探、钻井、测录井、井下作业等油气田技术服务，承担油气田地面工程、大型炼化设施、管道及储罐设施等工程建设项目。石油物资装备产品出口网络覆盖全球主要产油国，产品出口至全球81个国家。

### 工程技术服务

2015年，工程技术服务通过管理创新、技术创新持续提速提效，推进钻井总承包、工厂化钻井等新的生产组织方式，强化新技术推广应用，作业效率进一步得到提高。

### 地球物理勘探

2015年，公司全年共动用地震队163队次。其中，二维队84队次、三维队79队次；全年运作项目206个，完成二维地震采集作业132714千米、三维地震采集作业47219平方千米，资料采集现场剖面合格率和处理最终剖面合格率均达100%，平均日效分别提高5.6%和6.8%。

#### 地球物理勘探数据

	2013	2014	2015
在用地震队（个）	165	166	166
国内	95	96	96
海外	70	70	70
二维地震（千米）	114364	103645	132714
国内	40274	42798	22521
海外	74090	60847	110193
三维地震（平方千米）	64491	63990	47219
国内	17542	14485	10722
海外	46949	49505	36497

公司通过大力推行经济技术一体化，优化资源配置和生产组织，提升项目运作水平和创效能力，国内物探市场得到进一步巩固。所属东方地球物理勘探公司承担的藏北地区尼玛盆地和隆鄂尼-鄂斯玛二维地震勘探项目，根据不同地形优选施工方案，采用“宽线高密度”+“低频可控震源”技术进行施工，严控工序管理，取得了理想的地震勘探资料，创造了西藏羌塘盆地油气勘探炮密度、覆盖次数的新纪录。

2015年，在国际物探市场普遍低迷的情况下，公司创新市场开发模式，取得良好的效果。中东市场保持稳定增长，高端市场份额持续扩大，先后获得沙特S78红海过渡带采集、阿曼PDO等一批新项目。

公司深海勘探业务加大市场开发力度，多用户业务稳步发展，先后完成澳大利亚Numbat及Quoll区块、Bilby区块、墨西哥湾Yucatan区块等多个海上拖缆采集项目。处理解释业务发挥靠前服务和一体化优势，盈利能力不断提升，中东、南美和东南亚三大处理中心建设不断完善。信息、油藏地球物理、井中地震、非常规地球物理和综合物化探等多项业务实现协同稳定发展。

公司继续在物探核心软件和装备研发方面加大力度，物探配套技术应用成效显著。GeoEast软件系列产品不断丰富，功能性持续提升，在速度建模、各向异性偏移、Q偏移、FWI全波形反演等方面取得重要进展。KLSeis II软件持续升级完善，在高效采集、复杂区设计和静校正等方面功能持续增强。G3iHD有线地震仪成功发布，Hawk无线节点地震仪性能持续完善。LFV3低频可控震源得到全面推广应用；EV56高精度可控震源投入生产试验。拥有自主知识产权的“两宽一高”勘探技术+低频可控震源高效采集技术得到全面推广应用，2015年国内推广应用9个三维项目1840平方千米，国外推广6个项目10396平方千米。

## 钻井

2015年，公司在用钻机1230台，全年开钻9390口井，完钻9387口井，累计完成钻井进尺2089万米。

公司积极推进钻井工程总承包模式，持续开展钻井提速提效，深井提速效果显著，机械钻速同比提高4.9%，4000米以上深井平均钻井周期缩短8.5%。所属西部钻探公司在青海油田扎哈泉区块进行钻井总包，实行区块项目组管理，推广应用优快钻井技术，钻机月速和机械钻速比2014年分别提高24.8%和14.6%，建井周期缩短31%，刷新该区块多项钻井技术指标。所属川庆钻探公司塔中EPC项目共完钻24口井，完成井平均井深5377米，平均钻井月速和机械钻速同比提高37%和16.6%，平均钻井周期同比缩短16天。其中克深902井钻进至8038米完钻，刷新了公司最深井纪录。所属长城钻探公司伊拉克格拉芙油区总包项目Ga-E31P井提前16天完钻，创格拉芙油区40度以上大斜度定向井最快完钻和最快完井纪录。

在致密油、页岩气开发领域力推工厂化作业技术。工厂化作业技术累计应用50余个平台、300余口井，作业效率提高40%、成本降低30%以上。所属大庆钻探公司致密油工厂化作业成效显

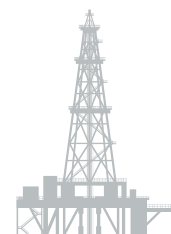
著。持续配套钻机平移装置、顶驱、爬行器等关键装备，组织制定了6项钻完井操作规程，固化完善7个区块提速技术模板，钻井效率大幅提高。所属长城钻探公司苏里格气田合作开发项目率先采用“水平井+多段压裂”整体开发模式和大平台“井工厂”作业模式，单井控制储量、阶段采收率、钻完井和储层改造作业效率均保持了较高水准。四川威远页岩气项目以工程与地质相结合的方式有效预测并钻遇“甜点”，采取“双钻机工厂化作业”+“拉链式工厂化压裂”作业模式，大幅提高作业效率。

公司不断强化新技术推广工作，并取得了显著成效。垂直钻井系统、精细控压钻井系统、钻井提速工具得到广泛应用，连续管侧钻井等一批新技术取得新突破。所属渤海钻探公司持续推进垂直钻井工具国产化项目研究和改进升级，工具的稳定性和可靠性得到进一步提升，在塔里木油田的技术应用中创造了BH-VDT垂直钻井工具单井进尺最长（3959米）和钻至井深最深（4303米）两项技术指标。精细控压钻井系统在中国四川、新疆以及印度尼西亚Jabung区块等得到推广。液动旋冲工具、水力振荡器等钻井提速工具被广泛应用，有效提高了钻井时效，缩短了钻井周期。

2015年，公司进一步拓展国际钻井市场，分别获得哈萨克斯坦、乌兹别克斯坦、委内瑞拉、印度尼西亚、阿联酋、伊拉克、伊朗、肯尼亚等国的钻井新项目。中标伊拉克米桑和鲁克10区块一体化等总包服务项目。

### 钻井作业数据

	2013	2014	2015
在用钻机数量（台）	1018	1018	1230
国内	823	824	979
海外	195	194	251
当年完井数量（口）	13378	12286	9387
国内	12035	10970	8289
海外	1343	1316	998
当年钻井进尺（万米）	2750	2492	2089
国内	2432	2198	1838
海外	318	294	251



## 测井作业数据

	2013	2014	2015
测井队(个)	725	760	803
国内	587	623	662
海外	138	137	141
测井工作量(井次)	106092	93533	88926
国内	100129	88000	85953
海外	5963	5533	4993

## 测井和录井

2015年,公司共用测井队伍803支,分布在18个国家,完成测井88926井次;录井专业队伍1252支,完成录井9718口。

公司积极转变测井服务模式,针对服务现状和油田生产需求,以油气含量为中心,利用成像测井解决复杂油气藏油气问题,最大限度提高单井产量。广泛应用新技术和新工艺,全力支撑工程技术降本增效。

全面推广自主研发的EILog成像测井装备,大大缩短了传统裸眼井单井平均作业时间;15米“一串测”快速测井装备将单井测井时间平均缩短了4小时,时效提高30%以上。硬电缆测井工艺技术实现规模应用,每口井提高测井时效22.96小时;水平井测井电缆短节法自2012年在陇东油区率先投入生产应用以来,不仅有效保护电缆,节约成本,而且大幅提高了作业成功率,降低了作业风险。公司研发的数字岩心技术,将完整描述岩心的时间由过去的1至2个月减少到3至4天;推广应用测井协同工作平台,自主研发录井远程同步控制系统,搭建信息数字化传输高速通道。为适应水平井、大斜度井等复杂环境的测井施工条件,公司积极完善配套过钻杆测井、爬行器、连续管、存储式和随钻等测井工艺技术,提高单队综合作业能力,减少测井施工作业占井时间,提高了复杂工况下测井效率和成功率。

2015年,公司在伊拉克、伊朗、乌兹别克斯坦、孟加拉、俄罗斯、加拿大等国的测井及录井服务项目进展顺利。为加强海外业务技术支持,公司成立了海外测井技术支持中心,开展海外测井研发、服务、测井解释评价等工作,推动公司测井新技术的国际化应用。

## 井下作业

2015年,公司2153支井下作业队伍开展井下作业服务,全年完成井下作业128879井次,完成试油测试7782层。

公司积极推广应用新技术和新工艺,提高井下作业质量水平。广泛应用致密油水平井高效水力喷射体积压裂技术,大幅提升作业效率。玉门油田青2-40井海拔2600米,最高施工压力117.6兆帕,泵入液体960立方米,创造了玉门油田加砂压裂施工最大排量和最高压力的新纪录,验证了在高海拔地区储层改造能力。委内瑞拉PDM区块先后完成连续油管化学解堵、液氮气举等多项工艺施工作业。

工厂化压裂作业模式在页岩气压裂施工中得到了普遍应用,专业化施工、模块化组织、程序化控制、流水线作业模式极大地提高了施工效率。形成了以大口径免钻桥塞和快钻桥塞分段技术、泵送桥塞多簇射孔工艺、裂缝监测技术、连续混配技术为主体的技术

## 井下作业数据

	2013	2014	2015
井下作业队(个)	2052	2090	2153
国内	1831	1849	1929
海外	221	241	224
井下作业工作量(井次)	143100	143405	128879
国内	141019	140713	126062
海外	2081	2692	2817
试油测试工作量(层)	7558	6965	7782
国内	6251	5099	5051
海外	1307	1866	2731

系列，压裂效果明显。四川威202H1-4并入井液量达到5.16万立方米，创公司单井最高施工泵注液量记录；威204H3页岩气平台工厂化压裂单日施工6段，创公司工厂化压裂施工效率最高记录。压裂后页岩气单井天然气最高产量可达到32.86万立方米。

井下作业技术取得新突破。CO<sub>2</sub>干法加砂压裂技术在长庆、吉林油田成功实施6口井，为无水压裂探索新途径。自主研发的大口径免钻桥塞在苏里格气田成功下井，起到很好的封隔压裂效果。BH-SFP选择性多级压裂和控制开采工具和技术能完成各层段独立改造、测试、效果评价和控制开采等工作，取得良好应用效果。超深井试油测试工艺逐步完善，创新设计形成了试油测试“五阀一封”管柱工艺，在塔里木油田超深井——克深902井成功应用，解决了替浆、压井及解封等难题。

## 石油工程建设

2015年，工程建设业务通过优化企业组织结构，强化项目事前统筹和风险防范，完善承包商管理等措施，加强项目管控，把方案优化贯穿到生产管理的全过程，保障重点工程建设稳步推进。公司全年共实施重点工程21项。

加强市场开发顶层设计，探索BOT、BOOT、融资+EPC、股权投资等商务模式，大力开发“一带一路”沿线市场，着力开拓外部高端市场和新兴战略市场并取得显著成效，形成了以中亚、中东、非洲、亚太、美洲等区域市场和重点国家为主的市场开发网络。

持续调整优化业务结构。2015年EPC总承包、设计、咨询等高端业务收入比重由47%提高到60%以上。品牌效应逐步显现，所属管道局、工程建设公司、工程设计公司、寰球工程公司、大庆油田工程公司连续进入ENR全球和国际承包商250强排名，昆仑工程公司成为知名的聚酯及PTA工艺技术和成套装备供应商。



坦桑尼亚天然气处理厂

## 油气田地面工程建设

陆上油气田产能建设能力保持国内领先水平，拥有常规油气田以及高含水、低渗透、特稠高凝油田和高压、高产、高含硫气田地面工程建设成套技术，具备2000万吨/年以上原油产能建设能力和100亿立方米/年以上天然气产能建设能力。

2015年，国内重点产能建设项目进展顺利。四川安岳气田磨溪区块龙王庙气藏60亿立方米/年开发地面工程、新疆风城油田燃煤项目建成投产；神华宁煤400万吨/年间接液化项目等按计划有序推进。

海外油气田地面工程建设方面，伊朗北阿扎德甘油田地面建设项目、伊拉克哈法亚项目二期工程、土库曼斯坦阿姆河A区80亿立方米/年改建扩能项目等一批重点工程陆续建成投产；坦桑尼亚天然气处理厂项目基本完工；土库曼斯坦阿姆河B区基尔桑、鲍坦乌、奥-桑气田集输工程、哈萨克斯坦阿克纠宾项目45号自备电站扩建工程等项目进展顺利。此外，公司还获得了美国德克萨斯清洁能源EPC总承包项目等多个工程建设合同。

## 炼化工程建设

2015年，公司国内重点炼化项目按计划实施，完成多项汽、柴油质量升级项目。乌鲁木齐石化柴油加氢装置全面建成投产；云南石化1000万吨/年炼油项目预计2016年全面完工。

2015年，公司海外炼化工程建设项目也取得了新的进展。哈萨克斯坦齐姆肯特炼油厂现代化改造项目（一期）工程施工进展有序。另外，公司还签署了马来西亚国家石油公司RAPID聚丙烯项目、乌兹别克斯坦聚氯乙烯项目等总承包合同，进一步拓展了海外市场。

## 管道及储罐工程建设

公司在长输管道建设能力和施工技术方面具备管径711毫米以上油气管道6700-9700千米/年施工能力；拥有15万立方米原油储罐、1万立方米球罐设计施工技术，具有原油储罐2600万立方米/年和成品油储罐1600万立方米/年施工能力。

2015年，国内油气管道建设取得新进展。中缅天然气管道（国内段）防城港支线建成投产，中缅原油管道（国内段）焊接、试压等工作全部完成，已具备投产条件，云南成品油管道工程线路主体完工；西气东输三线东段、锦州-郑州成品油管道、天

津港-华北石化原油管道、惠州大亚湾海管项目等工程有序推进；中俄东线天然气管道中国境内开工建设。

海外管道建设项目进展顺利。中缅原油管道（缅甸段）、坦桑尼亚天然气管道、伊拉克哈法亚外输管道等项目建成投产；泰国那空沙旺项目完成试运行；伊拉克巴德拉原油集输管道工程、马季努恩FCP天然气管道项目、印度沙普项目、泰国GULF项目等按计划稳步推进。此外，公司还新签了喀麦隆林贝-雅温得成品油管道、缅甸MEPE天然气管道等多个管道建设项目合同。

储罐工程建设取得新进展。锦州国家石油储备库项目主体完工，舟山国家石油储备基地扩建工程和江苏LNG接收站项目二期工程进展顺利。海外石油工程建设项目方面，安哥拉渔港成品油库扩建项目建成投产，缅甸沥青及成品油罐区工程完成主体施工，伊拉克纳西里耶油库建设、鲁迈拉原油储罐工程、巴布亚新几内亚炼厂石油储罐工程等项目均在建设中。公司还中标了斯里兰卡LAUGFS LPG罐区总承包工程及加纳TEMA罐区工程等项目。

## 海洋工程

公司具备浅海钻井、完井、固井、试采作业、井下作业、海洋工程设计和施工、船舶服务等综合一体化海上石油生产保障能力。截至2015年，拥有海上钻井及作业平台16座、各类船舶25艘。全年钻井平台动用率56.4%，作业平台动用率85%，7座平台钻井进尺过万米；动用自有船舶4217航天，4000匹以上船舶动用率79.3%。



2015年，公司所属海洋工程有限公司在渤海、黄海以及波斯湾等多个海域开展服务。全年完成钻井进尺13.1万米。其中，开钻59口、完井33口；完成井下作业28井次，酸化压裂及防砂81层次，试油测试6层。

公司青岛海工建造基地和唐山生产支持基地的生产保障作用进一步增强。2015年1月，公司承建的俄罗斯亚马尔项目MWP4、FWP5工程包在青岛海工建造基地开工建造。目前，FWP5工程包已经实现完工，MWP4工程包进展顺利。在此基础上，公司又中标亚马尔MWP10A、FWP1D工程包，承揽了MWP8卷管、MWP1喷涂等工作量，成为全球参与亚马尔工程包数量最多的分包商。

## 石油装备制造

2015年，公司借助“中国制造2025”实施的机遇，进一步加大结构调整力度，推动石油装备制造业务由生产型制造业务向产品研发、制造、销售、服务综合一体化业务转型升级。突出钻井、采油、石油钢管和动力装备等优势核心业务，加快先进高端新产品研发和产业化，提升高附加值产品比例，优化产品结构。积极拓展国际市场，海外营销网络布局日趋完善。生产制造的石油物资装备已经出口到全球81个国家和地区。

石油装备研发取得积极进展。深水钻机及钻柱自动化处理系统研究取得阶段性成果；国内首台7000米管柱自动化钻机成功投用；2500型压裂车样机完成工业性试验；105兆帕页岩气压裂采气井口装置成功应用27套；BJC-I型特殊扣套管完成下井试验；X80钢级 $\Phi 1422 \times 21.4$ 毫米直缝、螺旋埋弧焊管完成千吨级试制；52兆帕天然气压缩机进入现场试验阶段；V型一体式压缩机完成工业性试验。

重点装备项目进展顺利。坦桑尼亚天然气处理厂及输送管线项目采用国际先进的“橇装化建站、模块化建厂”的设计理念，制定科学的管材生产计划组织生产，执行严于业主订货技术条件的精品钢管标准，海管配重管在坦桑尼亚建厂实行本地化生产。为阿联酋阿布扎比国家钻井公司（NDC）提供第二批16套钻机生产制造项目全部完成，为委内瑞拉提供14台钻机生产制造项目顺利启动。

加强海外市场开发。2015年，公司分别获得为土库曼斯坦提供10套钻机合同，为阿联酋NDC项目提供第三批12台沙漠快速移动钻机合同，使得为NDC项目提供钻机累计订单达到39台，为沙特阿美公司提供6.4万吨螺旋管合同，为埃及塞得港提供11万吨打桩管合同，为南苏丹3/7区提供潜油泵租赁服务合同。

积极加强与国外企业开展合资合作。公司通过与德国海瑞克公司组建合资企业，提高液压钻机国产化水平，通过与法国斯伦贝谢公司合作生产压裂设备，不断提升国产压裂设备的技术性能。大力推进国际产能合作及海外设厂布局，哈萨克斯坦钢管厂等重点项目有序推进。



亚马尔项目MWP4工程包建设施工

# 财务报告

## 合并资产负债表

金额单位：人民币万元

项 目	2014	2015
<b>流动资产</b>		
货币资金	31,207,987	34,277,293
以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产	1,588,906	838,601
应收票据和应收账款	13,490,303	13,264,636
预付款项	15,579,942	25,218,467
其他应收款	5,536,092	2,133,155
存货	27,155,906	22,831,010
其他流动资产	8,656,957	10,660,443
<b>流动资产合计</b>	<b>103,216,093</b>	<b>109,223,605</b>
<b>非流动资产</b>		
可供出售金融资产	11,199,401	10,572,380
持有至到期投资	10,542,455	10,934,769
长期股权投资	13,642,559	9,305,599
固定资产净额	81,437,481	89,101,190
在建工程	36,549,823	34,076,692
油气资产	95,920,139	95,729,920
无形资产	8,256,246	8,605,409
其他非流动资产（其他长期资产）	29,865,388	35,860,215
<b>非流动资产合计</b>	<b>287,413,492</b>	<b>294,186,174</b>
<b>资产总计</b>	<b>390,629,585</b>	<b>403,409,779</b>
<b>流动负债</b>		
短期借款	10,980,413	5,536,149
应付票据和应付账款	37,443,830	32,060,192
预收款项	8,349,486	8,030,650
应付职工薪酬	2,130,606	2,131,156
应交税费	6,283,770	4,813,439
其他应付款	11,192,905	8,843,151
其他流动负债	35,015,619	45,012,204
<b>流动负债合计</b>	<b>111,396,629</b>	<b>106,426,941</b>
<b>非流动负债</b>		
长期借款	1,332,357	1,726,661
预计负债	11,424,095	12,424,392
递延所得税负债	2,400,767	2,362,125
其他非流动负债	41,744,183	40,640,795
<b>非流动负债合计</b>	<b>56,901,402</b>	<b>57,153,973</b>
<b>负债合计</b>	<b>168,298,031</b>	<b>163,580,914</b>

## 合并资产负债表 (续)

金额单位: 人民币万元

项 目	2014	2015
所有者权益		
实收资本	46,800,769	48,685,500
其他权益工具	10,954,088	20,951,178
资本公积	26,428,914	27,521,289
其他综合收益	-3,363,766	-4,411,741
专项储备	2,989,405	3,096,172
盈余公积	108,296,147	110,519,851
一般风险准备	707,237	775,271
未分配利润	1,814,369	802,088
归属于母公司所有者权益合计	194,627,163	207,939,608
少数股东权益	27,704,391	31,889,257
所有者权益合计	222,331,554	239,828,865
负债和所有者权益总计	390,629,585	403,409,779

## 合并利润表

金额单位: 人民币万元

项 目	2014	2015
营业收入	272,995,616	201,675,666
主营业务收入	272,533,068	201,290,165
其他业务收入	462,548	385,501
减: 营业成本	208,569,882	151,343,154
主营业务成本	208,155,494	151,033,727
其他业务成本	414,388	309,427
营业税金及附加	23,775,567	20,778,505
销售费用	7,336,180	7,358,119
管理费用	11,458,563	10,764,679
财务费用	2,298,411	362,302
资产减值损失	1,945,429	4,087,523
其他	2,389,680	1,982,355
加: 公允价值变动收益 (损失以“-”号填列)	5,008	-1,594
投资收益 (损失以“-”号填列)	1,852,242	3,303,459
营业利润 (损失以“-”号填列)	17,079,154	8,300,894
加: 营业外收入	1,798,314	1,544,045
减: 营业外支出	1,536,471	1,598,055
利润总额 (亏损总额以“-”号填列)	17,340,997	8,246,884
减: 所得税费用	4,956,529	2,622,696
净利润	12,384,468	5,624,188
归属于母公司所有者的净利润	10,079,825	4,456,043
少数股东损益	2,304,643	1,168,145

# 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》，及各项具体会计准则、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

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. 外币业务和外币报表折算

#### (1) 外币交易

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) 外币财务报表的折算

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，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。

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。

### 6. 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。

### 7. 金融工具

金融工具包括金融资产、金融负债和综合收益。

#### (1) 金融工具的分类

本集团按照取得持有金融资产和承担金融负债的目的，将其划分为：以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产或金融负债；贷款及应收款项；可供出售金融资产；持有至到期投资和其他金融负债等。

#### (2) 金融工具的确认依据和计量方法

① 以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产（金融负债）

取得时以公允价值（扣除已宣告但尚未发放的现金股利或已到付息期但尚未领取的债券利息）作为初始确认金额，相关的交易费用计入当期损益。

持有期间将取得的利息或现金股利确认为投资收益，期末将公允价值变动计入当期损益。处置时，其公允价值与初始入账金额之间的差额确认为投资收益，同时调整公允价值变动损益。

#### ② 应收款项

对外销售商品或提供劳务形成的应收债权及持有的其他企业的不包括在活跃市场上有报价的债务工具的债权，包括应收账款、应收票据、其他应收款等，以向购货方应收的合同或协议价款作为初始确认金额；具有融资性质的，按其现值进行初始确认，采用实际利率法，按照摊余成本进行后续计量。收回或处置时，将取得的价款与该应收款项账面价值之间的差额计入当期损益。

#### ③ 可供出售金融资产

取得时按公允价值（扣除已宣告但尚未发放的现金股利或已到付息期但尚未领取的债券利息）和相关交易费用之和作为初始确认金额。持有期间将取得的利息或现金股利确认为投资收益。期末以公允价值计量且将公允价值变动计入其他综合收益。处置时，将取得的价款与该金融资产账面价值之间的差额，计入投资损益；同时，将原直接计入所有者权益的公允价值变动累计额对应处置部分的金额转出，计入投资损益。

#### ④ 持有至到期投资

取得时按公允价值（扣除已到付息期但尚未领取的债券利息）和相关交易费用之和作为初始确认金额。持有期间按照摊余成本和实际利率计算确认利息收入，计入投资收益。实际利率在取得时确定，在该预期存续期间或适用的更短期间内保持不变。处置时，将所取得价款与该投资账面价值之间的差额计入投资收益。

#### ⑤ 其他金融负债

按其公允价值和相关交易费用之和作为初始确认金额。采用摊余成本进行后续计量。本集团的其他金融负债包括应付账款、借款及应付债券等。

#### （3）金融资产转移的确认依据和计量方法

发生金融资产转移时，如已将金融资产所有权上几乎所有的风险和报酬转移给转入方，则终止确认该金融资产；如保留了金融资产所有权上几乎所有的风险和报酬的，则不终止确认该金融资产。

在判断金融资产转移是否满足上述金融资产终止确认条件时，采用实质重于形式的原则。公司将金融资产转移区分为金融资产整体转移和部分转移。金融资产整体转移满足终止确认条件的，将下列两项金额的差额计入当期损益：

##### ① 所转移金融资产的账面价值；

② 因转移而收到的对价，与原直接计入所有者权益的公允价值变动累计额（涉及转移的金融资产为可供出售金融资产的情形）之和。

#### （4）金融负债终止确认条件

金融负债的现时义务全部或部分已经解除的，则终止确认该金融负债或其一部分；本集团若与债权人签定协议，以承担新金融负债方式替换现存金融负债，且新金融负债与现存金融负债的合同条款实质上不同的，则终止确认现存金融负债，并同时确认新金融负债。对现存金融负债全部或部分合同条款作出实质性修改的，则终止确认现存金融负债或其一部分，同时将修改条款后的金融负债确认为一项新金融负债。金融负债全部或部分终止确认时，终止确认的金融负债账面价值与支付对价（包括转出的非现金资产或承担的新金融负债）之间的差额，计入当期损益。本

集团若回购部分金融负债的，在回购日按照继续确认部分与终止确认部分的相对公允价值，将该金融负债整体的账面价值进行分配。分配给终止确认部分的账面价值与支付的对价（包括转出的非现金资产或承担的新金融负债）之间的差额，计入当期损益。

#### （5）金融资产和金融负债公允价值的确定方法

以公允价值计量相关资产或负债时，基于如下假设：

① 市场参与者在计量日出售资产或者转移负债的交易，是在当前市场条件下的有序交易；

② 出售资产或者转移负债的有序交易在相关资产或负债的主要市场进行。不存在主要市场的，假定该交易在相关资产或负债的最有利市场进行；

③ 采用市场参与者在对该资产或负债定价时为实现其经济利益最大化所使用的假设。

以公允价值计量非金融资产时，考虑市场参与者将该资产用于最佳用途产生经济利益的能力，或者将该资产出售给能够用于最佳用途的其他市场参与者产生经济利益的能力。

#### （6）金融资产减值准备计提

除以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产外，本集团于资产负债表日对金融资产的账面价值进行检查，如果有客观证据表明某项金融资产发生减值的，计提减值准备。

#### （7）委托贷款

##### ① 委托贷款的计价和利息确认方法

委托贷款按实际委托的贷款金额入账。期末按委托贷款规定的利率计提应收利息，计入投资收益。如计提的利息到期不能收回，则停止计提利息并冲回已计提利息。

##### ② 委托贷款减值准备的确认标准和计提方法

本集团于期末对委托贷款进行全面检查，如有迹象表明委托贷款发生减值，将其账面价值减记至预计未来现金流量现值，减记的金额计入当期损益。

## 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、销售费用和相关税金后确定。

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. 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

本公司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，公司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。

本公司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。

### 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。

### （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。

## 10. 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。

### (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。

与资产相关的政府补助，在实际收到时确认资产和递延收益，并在资产预计使用寿命内将递延收益平均分摊转入当期损益。相关资产在使用寿命结束时或结束前被处置时，尚未分摊的递延收益余额一次性转入资产处置当期损益。

与收益相关的政府补助，用于补偿本集团以后期间的相关费用或损失的，取得时确认为递延收益，并在确认相关费用的期间计入当期损益；用于补偿本集团已发生的相关费用或损失的，取得时直接计入当期损益。

已确认的政府补助需要返还的，存在相关递延收益的，冲减相关递延收益账面余额，超出部分计入当期损益；不存在相关递延收益的，直接计入当期损益。

### (3) 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；公允价值不能可靠取得的，按照名义金额计量，名义金额为1元。

## 11. 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本集团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。

## 二、主要税项

### 1. 企业所得税

本公司企业所得税的适用税率为15%或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》，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。

### 2. 增值税

石油石化产品增值税率为17%，天然气、液化气增值税率为13%。本公司的部分管道运输服务和研发技术服务分别适用11%和6%的增值税率。

### 3. 营业税

建筑业收入按3%的税率计缴营业税；输油输气劳务收入、金融保险业、服务业、转让无形资产及销售不动产收入按5%计缴。根据财政部、国家税务总局《关于个人金融商品买卖等营业税若干免税政策的通知》（财税[2009]111号）、《关于国际运输劳务免征营业税的通知》（财税[2010]8号），本集团（境内企业适用）在境外提供建筑业劳务、提供的国际运输劳务暂免征收营业税。

### 4. 附加税费

城市维护建设税按实际缴纳营业税额、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营业税额、增值税额和消费税额计算的3%计缴。

### 5. 消费税

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每升人民币1.40元提高到每升人民币1.52元；将柴油、燃料油的消费税单位税额由每升人民币1.10元提高到每升人民币1.20元。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》，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。

### 6. 资源税

资源税税率为6%，按原油及天然气销售额计算。

### 7. 矿产资源补偿费

税率为0%，按石油、天然气销售收入计算。

### 8. 石油特别收益金

税率为20%至40%，按销售国产原油价格超过起征点（65美元/桶）所获得的超额收入按5级超额累进从价定率计征。

### 9. 个人所得税

职工的个人所得税由个人承担，公司代扣代缴。

# 大事记

## 1月

1月30日 与缅甸油气公司共同投资建设的中缅原油管道工程（缅甸段）试投产，马德岛港正式开港投运。

## 2月

2月6日 与中国航天科工集团公司签署战略合作框架协议，双方将在石油特种装备制造、海外市场开拓、公司资本运作、交叉专业联合研发等领域开展广泛合作。

## 3月

3月9日 所属中国石油股份公司与申能集团、江苏洋口港股份公司三方正式签约成立江苏如东联合管道有限公司，三家公司股权比例分别是50%、40%、10%。

3月27日 与卡特彼勒公司签署战略合作协议。根据协议，双方将进一步加强在全球化、产品和服务、知识和最佳实践共享、设备制造和再制造、循环经济和绿色可持续发展等领域的合作。

## 4月

4月3日 所属大港油田赵东作业分公司正式接管赵东项目作业权，成为赵东项目的第四任作业者。赵东油田位于河北省黄骅市赵家堡村东5米水深线内的滩海、极浅海地区，是中国石油首个对外合作成功开发的滩海油田。

## 6月

6月10日 与深圳市腾讯计算机系统有限公司签署战略合作协议。根据协议，双方将在业务开发与推广、移动支付、O2O业务、云服务、大数据应用与联合营销等领域探索开展合作，通过充分发挥双方核心能力和战略资源互补优势，共同推进相关产品和服务的创新及产业升级。

6月29日 中俄东线天然气管道中国境内段开工。该管道起自黑龙江省黑河市中俄边境，止于上海市，拟新建管道3170千米，并行利用已建管道1800千米，计划于2018年建成投产。

3月9日



4月3日



6月29日



7月18日



## 7月

7月18日 所属克拉玛依石化分公司和新疆投资发展（集团）有限责任公司合资成立的中国石油克拉玛依石化有限责任公司正式挂牌运营，两家公司股权比例分别为99%和1%。

## 8月

8月4日 与中国银行股份有限公司签署“一带一路”战略合作协议，双方将在融资、现金管理和国际结算、保险、投资银行等业务领域进一步扩大合作，共同支持国家“一带一路”发展战略的实施。

8月31日 哈萨克斯坦阿克纠宾项目让那若尔第三油气处理厂Ⅲ期工程主体装置投产。

## 9月

9月14日 土库曼斯坦阿姆河项目鲍坦乌气田投产。该项目包括鲍塔、坦格古伊、乌兹恩古伊3个主力气田，气田建设规模达10亿立方米/年。

## 10月

10月9日 与上海汽车集团股份有限公司签署战略合作协议。根据协议，双方将深化在新车销售、油品、车辆产品等方面的产品合作，同时加速推进“车享家·味味”的网点建设及联名卡在全国范围内的推广。此外，双方还将在大数据、互联网汽车及新能源汽车、第三方支付和互联网金融等领域开展新的合作。

10月10日 坦桑尼亚天然气处理厂及输送管线项目竣工。坦桑尼亚天然气管道全线长约535千米，由1条陆上管道干线、1条陆上管道支线和1条海底管道构成。

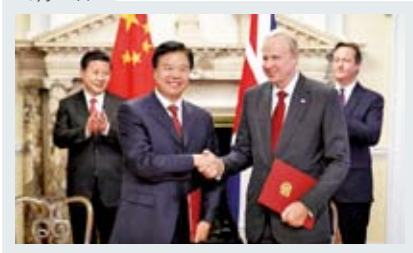
10月20日 安岳气田磨溪区块龙王庙组气藏全面建成投产，年产气能力110亿立方米。龙王庙组气藏位于四川盆地中部，发现于2012年9月，探明天然气地质储量4403.8亿立方米，为我国迄今发现的最大单体海相碳酸盐岩整装气藏。

10月21日 与BP公司签署《中国石油天然气集团公司与BP环球投资有限公司战略合作框架协议》。根据协议，双方将在上游领域进一步加强油气资源开发，不断拓展下游零售业务范围及合作模式，实现互惠互利及共同发展。此外，双方还将继续深化伊拉克鲁迈拉油田再开发合作。

10月10日



10月21日



10月22日 所属工程建设公司与莫桑比克国家石油工程公司签署合资公司协议，双方共同组建中-莫石油工程公司。

## 11月

11月4日 与通用电气公司签署技术与研发合作谅解备忘录，双方将在二氧化碳捕集、埋存与利用，低碳、环保技术，非常规油气开发技术服务等领域探讨进一步合作。

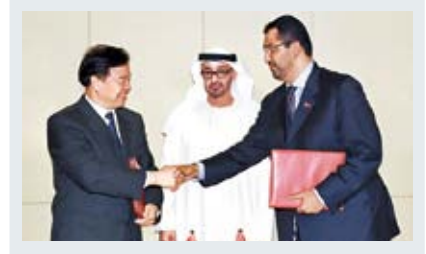
## 12月

12月13日 与穆巴达拉石油公司签署《中国石油天然气集团公司与穆巴达拉油气控股有限公司战略合作协议》，双方将在阿联酋境外上游油气投资及相关项目服务等潜在领域开展合作，具体包括陆上常规项目、海上项目和LNG项目等合作。

12月16日 所属中吉天然气管道公司与吉尔吉斯政府签署投资协议。根据协议，将商定中吉天然气管道的设计和建设所采用的技术标准和规范，吉尔吉斯政府将给予支持，保障管道建设顺利实施。

12月17日 与俄罗斯天然气工业股份公司签署《中俄东线天然气管道项目跨境段设计和建设协议》和《中国石油和俄气石油合作谅解备忘录》。协议确定了中俄东线天然气管道跨境段的设计与施工工作程序，并对施工期间的工程质量和环境保护等工作提出要求。根据备忘录，双方将共同研究在俄罗斯和第三国开展上游领域合作，在勘探、开发、油气产品销售、工程技术服务和装备贸易等领域开展合作。

12月13日



# 术语表

## 探明储量

按中国国家标准，是指在油气藏评价阶段，经评价钻探证实油气藏（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 $\pm 20\%$ 。

## 储量接替率

年度全部新增净储量与当年油气产量之比，可进一步分为石油储量接替率、天然气储量接替率和油气当量储量接替率。

## 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。

## 聚合物驱（聚驱）

一种以聚合物溶液作为驱油剂的三次采油方法，通过注入聚合物增加地层水的黏度，改变原油与地层水的黏度比，减少地层中水的流动能力与油的流动能力之间的差距，扩大水驱的波及体积，从而提高驱油效率。

## 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。

## 二次开发

当老油田采用传统的一次开发达到极限状态或已达到弃置条件时，采用全新的理念，应用和发展新二次采油技术，重新构建老油田开发体系，提高油田最终采收率。

## 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。

## EPC总承包

EPC总承包是指对所承包工程的质量、安全、工期和造价等全面负责的一种承包方式，包括工程项目的设计（Engineering）、采购（Procurement）和施工（Construction）。

## 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℃以下的有机化合物，或在20℃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。

## 说 明

为便于表达和阅读，“中国石油天然气集团公司”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、英文、俄文、西班牙文和法文出版；若有歧义产生，以中文版本为准。

本报告采用可再生纸印刷。

策 划：中国石油天然气集团公司国际部

编 辑：中国石油集团经济技术研究院

摄 影：边海军、付钰、何炳彦、贾维远、金添、  
单忠健、王茂桓、王敏、王天鹏、王永利、  
杨志民、周明华

设 计：北京俊佳企业策划有限公司

印 刷：北京多彩印刷有限公司

