

碳中和专题：全球能源转型趋势下，投资不足将造成原油长期供给弹性下降

走势评级：

原油：看涨

报告日期：

2021 年 10 月 18 日

★全球石油上游投资随油价周期阶梯式下降

全球能源投资在经历 2020 年的低谷后反弹,但仍然低于 2019 年水平。

“后疫情时代”，能源投资低碳化的趋势已经愈发明显，化石能源投资占比不足五成。传统油气企业增加投资储备和部署为了降低企业的排放强度所需的低碳技术，政策导向和投资者诉求也是外部压力之一。

★资本约束下，“低碳”、“低成本”和“短周期”资源将脱颖而出

2011 年之后全球常规资源的扩张陷入停滞的主要原因就是上游投资减少，技术进步使得页岩油的开采变得可行且成本不断下降，成为近年来重点投资领域。未来在资本约束和能源转型的驱使下，低碳、短周期、低成本资源将受青睐，中东陆上、深水和页岩油可能吸引未来主要的上游投资。

★能源转型中仍需新增上游投资以保证原油长期供给充足

假设 2050 年前不再进行任何 Greenfield 投资，仅维护现有油田和完成已 FID 的油田开发投资，全球原油供给下降速度将明显快于绝大多数需求情景。目前全球未开发的剩余储量基本能够满足大部分情景下 2035 年前的供给所需，但并非所有已探明储量最终都会转化为产量，因此仍然需要新增资源。非常规资源供给是否充足也成为未来供给前景中很重要的变量。更高的油价刺激页岩油产量上升，将降低对常规资源和勘探投资的依赖。

★投资建议

对原油市场来说，碳中和意味着传统石油供给和需求长期来看均将受到抑制。需求替代效应显现需要电动车的市场占有率大幅提升，在重工业和长途交通运输领域，实现有效替代则需要目前仍处于开发阶段的技术，这意味着石油仍将在未来很长一段时间提供主要的能源供应。传统油气企业为适应能源转型而率先行动，投资结构的调整使得传统资源投资变得更加谨慎，投资快速下降将导致供给弹性下降，增加供应不足的风险，出现供给下降快于需求的错配，反而对油价形成支撑。

★风险提示

需求替代显著快于预期。



安紫薇

高级分析师(原油
/PTA/MEG)

从业资格号： F3020291

投资咨询号： Z0013475

Tel: 8621-63325888-1593

Email: ziwei.an@orientfutures.com

主力合约行情走势图（原油）



目录

1、全球石油上游投资随油价周期阶梯式下降.....	5
1.1、全球能源领域投资——化石能源投资占比不足五成.....	5
1.2、油气企业投资转型进行时.....	6
1.3、政策导向和资本市场形成外部压力助推能源转型.....	8
2、资本约束下，“低碳”、“低成本”和“短周期”资源将脱颖而出.....	10
2.1、非常规资源弥补近年来全球常规石油发现量偏低的局面.....	10
2.2、未来潜在供应将更倾向于“低碳”资源.....	12
2.3、“低成本”和“短周期”资源未来将受青睐.....	17
3、能源转型中仍需新增上游投资以保证原油长期供给充足.....	21
3.1、综合石油公司传统业务去碳路径.....	21
3.2、实现 2050 年净零排放目标所对应的供给前景.....	25
4、投资建议：投资不足将增加长期供给短缺风险.....	27
5、风险提示.....	27

图表目录

图表 1: 全球能源投资分布.....	5
图表 2: 油气上游投资在能源供给总投资中占比.....	5
图表 3: 燃料和发电领域投资变化.....	6
图表 4: IOCs & NOCs 新能源领域投资.....	6
图表 5: 全球上市 E&P 企业投资和经营性现金流.....	7
图表 6: 石油行业上游投资分布.....	7
图表 7: 不同类型企业上游投资情况.....	8
图表 8: 美国独立页岩油 CAPEX/CFO.....	8
图表 9: 不同类型企业上游投资资源分布.....	8
图表 10: 常规油田最终投资决策 (FID) 的区域分布.....	8
图表 11: 全球可持续发展债发行.....	9
图表 12: ESG 和可持续发展 ETF 流入规模.....	9
图表 13: 能源相关投资资本回报率.....	9
图表 14: 全球能源相关 IPO 个数.....	9
图表 15: 气候问题相关股东提案 (按行业分布).....	10
图表 16: 油气行业与气候相关的股东提案数量.....	10
图表 17: OPEC 和非 OPEC 石油探明储量增量.....	11
图表 18: 全球常规油气发现量.....	11
图表 19: 全球剩余技术可开采的致密油资源.....	11
图表 20: IOC& NOC 油气平均储采比.....	11
图表 21: 全球上游常规油气和页岩油成本变化.....	12
图表 22: 勘探支出占全球上游投资的比例.....	12
图表 23: 常规项目勘探 IRR.....	12
图表 24: 全球主要产油国产量变化 (vs.2010 年).....	12
图表 25: 温室气体核算体系.....	13
图表 26: 各燃料类型 Scope 1 温室气体排放.....	13
图表 27: 各燃料产品 Scope 3 温室气体排放.....	13
图表 28: 不同燃料全生命周期碳强度.....	14
图表 29: 油种 API vs. 碳强度.....	14
图表 30: 四类油田生产到消费的碳排放强度.....	15
图表 31: 主要产油国原油生产碳排放强度.....	15
图表 32: 加拿大油砂探明储量&活跃开发比例.....	16
图表 33: 加拿大艾伯塔省油砂资本支出.....	16
图表 34: 平均上游排放强度: 尼日利亚资产 vs.其他.....	16

图表 35: IOC 每桶油当量 Capex: 尼日利亚 vs. 其他	16
图表 36: 尼日利亚油气资源已开采和剩余储量	17
图表 37: IOC 在尼日利亚资产剩余 NPV vs. 排放强度	17
图表 38: 全球原油生产曲线	18
图表 39: 不同资源新项目平均投资回收期 vs. 回报率	18
图表 40: 前五大现有和可采深水石油资源国家	19
图表 41: 深水油田资源回收率 vs. 投产时间	19
图表 42: 2020 年 IOC 收购资源区块分布	19
图表 43: 全球 E&P 投资-按资源类别分类	19
图表 44: 常规勘探新建项目 FID	20
图表 45: 2020 年全球延期新建项目 FID 类型	20
图表 46: 南美深水新发现量和 FID 资源量	20
图表 47: 南美主要海上油气项目各阶段数量	20
图表 48: 制定碳中和政策国家数量	21
图表 49: 各行业企业制定“净零排放”承诺比例	21
图表 50: IOC 范围 1-3 碳排放强度	22
图表 51: IOC 近年来资产出售规模	22
图表 52: 油气巨头碳中和战略	22
图表 53: IOCs 范围 1&2 减排贡献 (百万吨 CO ₂ 当量)	23
图表 54: IOCs 范围 3 减排贡献 (百万吨 CO ₂ 当量)	23
图表 55: 原油生产运输和炼油环节排放类型及解决方案	24
图表 56: 化石能源二氧化碳排放	25
图表 57: 化石能源甲烷排放	25
图表 58: Net-Zero Emission 情景下的能源结构	26
图表 59: 各情景需求预期 vs. 无 Greenfield 投资供给	26
图表 60: 已投产剩余产量&满足需求所需增量产量	27
图表 61: 剩余未开发潜在储量 vs. 满足需求所需供给	27

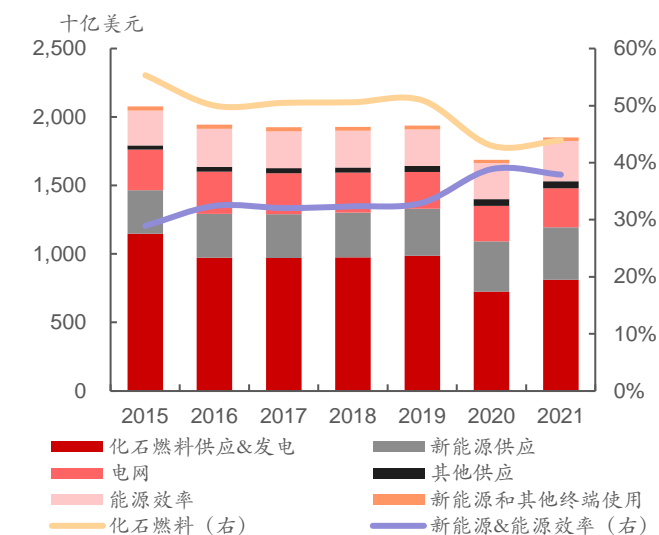
1、全球石油上游投资随油价周期阶梯式下降

1.1、全球能源领域投资——化石能源投资占比不足五成

全球能源投资在经历 2020 年的低谷后反弹，据 IEA 统计，2021 年预计回升至 1.9 万亿美元，较 2020 年反弹 10%，但仍然低于 2019 年水平。从构成来看，能源投资更多向新能源和能源效率等领域倾斜，在能源总投资中的占比从 2015 年的 29% 提升至 2021 年的 38%，化石燃料的投资的占比则从 55% 降至 44%，已经连续两年不足五成。低油价和能源转型使得油气上游投资占能源供给总投资的比例近两年进一步下降，从 2016-19 年的平均 29% 进一步下降至 23%，已经显著低于 2015 年的 35%。

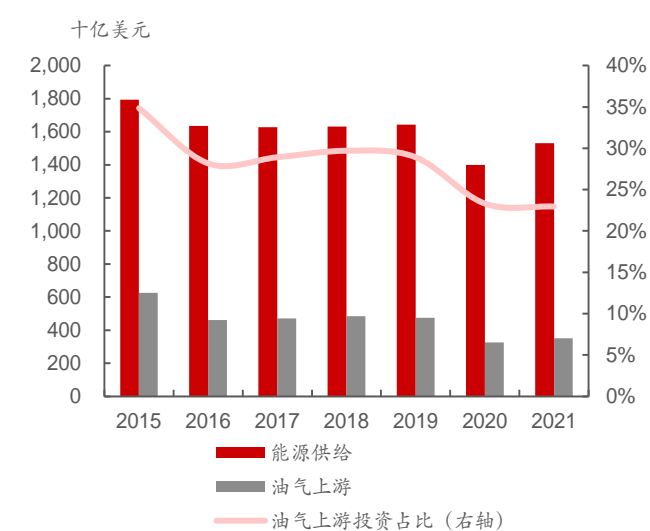
“后疫情时代”，全球能源转型的成为大趋势，能源投资低碳化的趋势已经愈发明显，在多个方面得到体现。在燃料和发电这两大能源应用领域中，新能源是发电投资的主要组成部分，近三年来持续增长。油气在燃料投资中的规模近两年下降较多，在发电投资中变化不大。低碳化的投资趋势也使得天然气投资在疫情后回升快于石油，2021 年石油和天然气投资同比增速分别为 10% 和 25%。另外一个低碳化的表现在于传统的石油企业也开始涉足新能源投资，尽管整体规模仍然仅占到总投资的一小部分，从 2020 年前不足 1% 上升到 2021 年上半年的 4%，海上风电吸引了大部分的投资，现阶段传统油气企业对新能源的直接投资主要是为了降低企业的碳排放强度进行技术储备和部署。

图表 1：全球能源投资分布



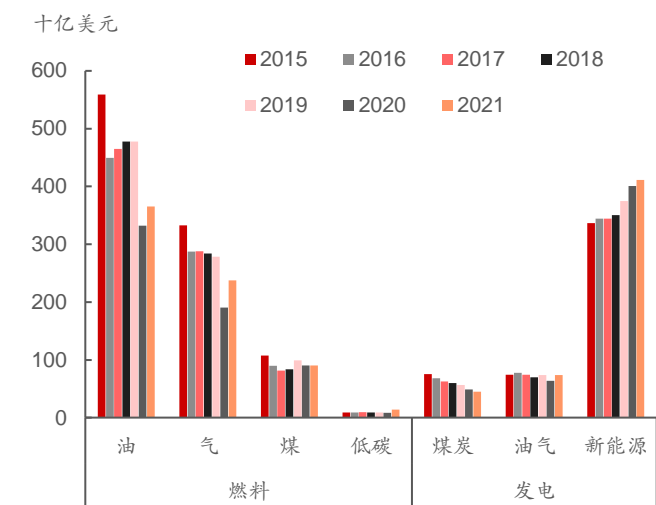
资料来源：IEA

图表 2：油气上游投资在能源供给总投资中占比



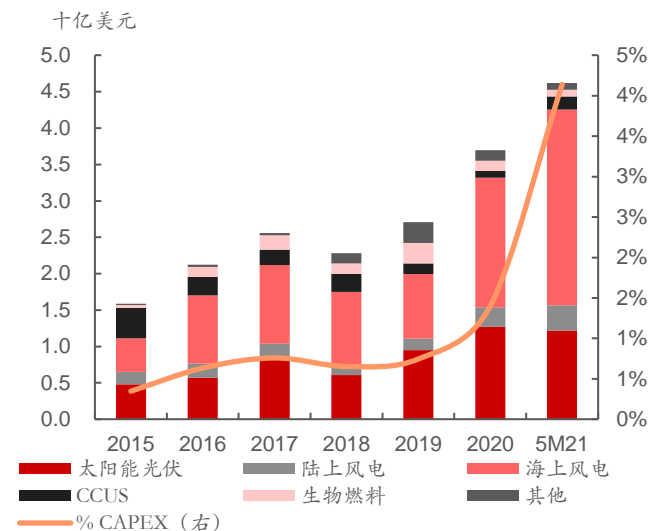
资料来源：IEA，东证衍生品研究院

图表 3：燃料和发电领域投资变化



资料来源：IEA，东证衍生品研究院

图表 4：IOCs & NOCs 新能源领域投资

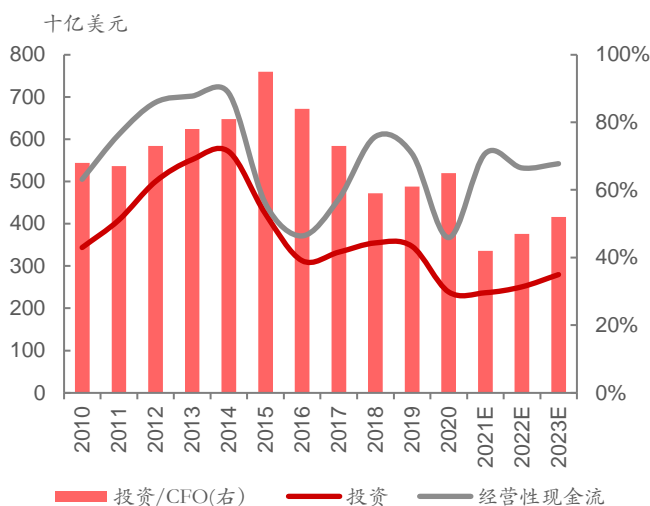


资料来源：IEA

1.2、油气企业投资转型进行时

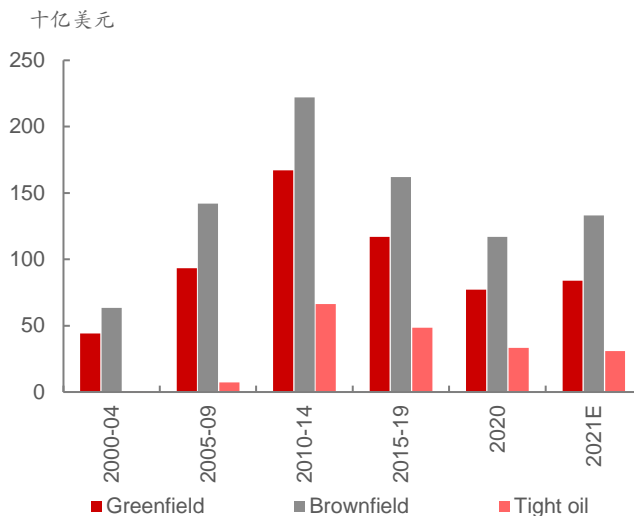
在新冠疫情和能源转型形成共识之前，石油上游的投资已经呈现出下降的趋势，主要是受到油价周期的影响。从2010年至今，全球上市E&P企业的投资在每次油价大幅下跌后都呈现逐级下降趋势，2014年总投资规模接近5,700亿美元，油价下跌导致2016年投资较2014年下降45%。此后上游投资虽有回升，到2019年新冠疫情前仅有3,500亿美元，疫情导致2020年上游投资进一步下降至十年新低，仅有2,400亿美元左右。尽管未来几年石油上游投资预计将温和回升，但每年的总量可能不会回到疫情前水平，全球上市E&P的投资占经营性现金流的比例可能进一步下降至不足60%。对于传统石油企业来说，在行业转型初期，新能源研发的大部分资金来源实际上仍来自于传统项目的收入，行业资本使用有更高效的趋势，企业对新建项目的决策和计划更谨慎，更倾向于前期投资较低，投资回收期较短的项目。因此大型企业开始逐渐降低“Greenfield”投资，增加维持性的投资，2020-2021年Greenfield投资下降更多，且回升也较缓慢。

图表 5：全球上市 E&P 企业投资和经营性现金流



资料来源：Rystad Energy

图表 6：石油行业上游投资分布

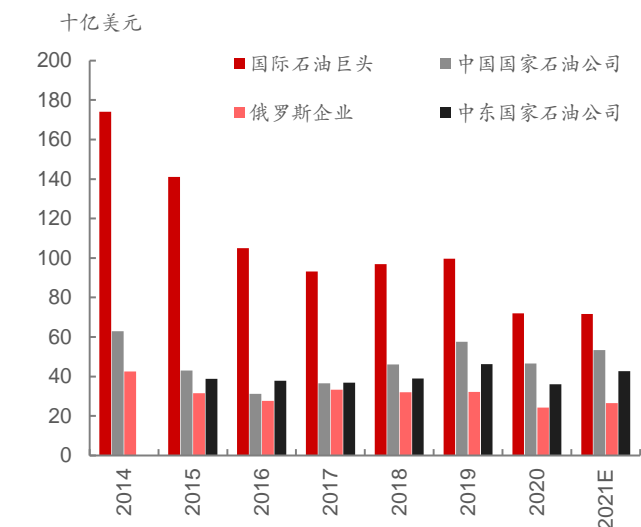


资料来源：Rystad Energy, IEA

在疫情后，国际石油巨头（IOC）面临更高的能源转型压力，以及来自于投资者的降低负债和增加投资者回报的诉求，因此对于扩大传统油气行业资本开支表现非常克制，2021 年计划与 2020 年基本持平。过去石油巨头们的资本支出通常显著高于中东、俄罗斯和中国的同类企业，但现在这种差异已经明显收窄。北美页岩油曾经是资本支出的热门方向之一，近两年也面临资本纪律约束，特别是 2020 年低油价促使行业投资趋势和经营策略的转变。目前阶段页岩油行业也面临降低债务，兑现投资者回报而非无序扩张的压力，行业投资率大幅下降，这将主导美国供应在疫情后缓慢复苏，高速增长时期已经过去。国家石油公司（NOC）对于气候问题的压力相比 IOC 要小，资本支出在 2021 年增加了 15%。

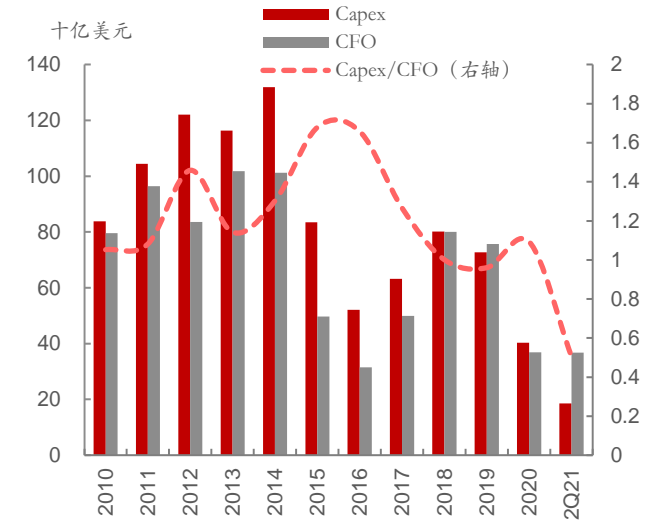
不同类型企业对于传统油气投资的偏好近些年也在发生转变，一方面因可以获取的资源不同，另一方面也与不同类型企业所面对的投资者压力、社会压力和经营风险不同。NOC 也开始进行一些海外拓展，但主要集中在常规陆上资源。IOC 过去几年在页岩油的投资比例逐年上升，并逐步退出油砂等高成本资源，体现出 IOC 追逐具有成本优势和易于兑现商业化前景的资源领域。IOC 的长期战略会更多的考虑未来行业的风向，并提前适应能源市场长期变化，因此 ESG 要求将驱使他们转向前期资本投入低和低碳的项目中。就常规资源而言，近些年的新增投资主要集中在中东和南美，深水资源成为新的热门。

图表 7：不同类型企业上游投资情况



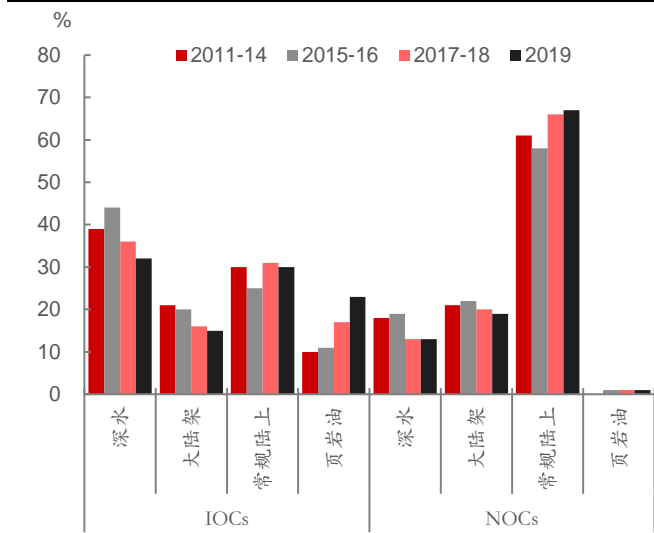
资料来源：IEA，公司财报

图表 8：美国独立页岩油 CAPEX/CFO



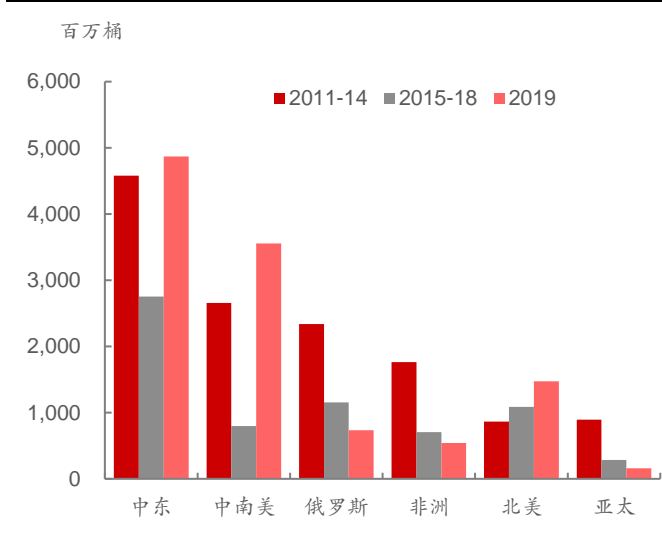
资料来源：Bloomberg，东证衍生品研究院

图表 9：不同类型企业上游投资资源分布



资料来源：IEA，东证衍生品研究院

图表 10：常规油田最终投资决策 (FID) 的区域分布



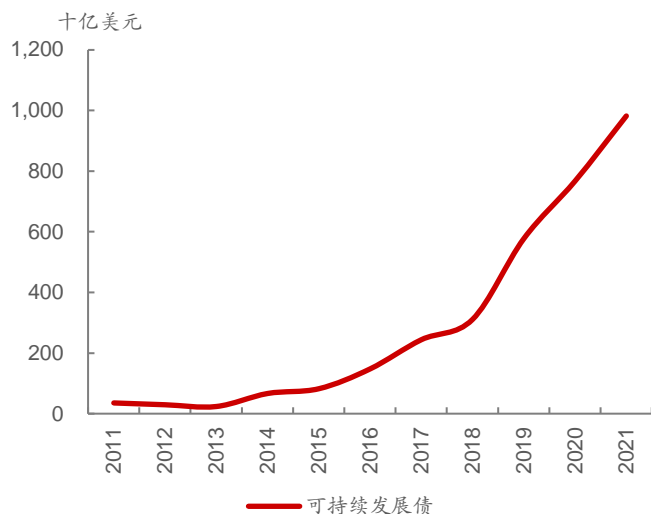
资料来源：IEA，Rystad Energy

1.3、政策导向和资本市场形成外部压力助推能源转型

政策是能源投资的关键驱动力之一，特别是全球“碳中和”转型初期离不开政策的引导，2020 年不少各国政府、企业和金融机构承诺到 2050 年或前后实现不同程度净零排放。尽管目前新能源领域的直接投资规模依然无法与传统能源抗衡，但快速增长的趋势初现，资本对于新能源领域投资的追逐热情已经形成，可持续发展相关的债务发行在 2018 年以来大幅增长，2021 年前 8 个月更已经超过了去年的总量，可持续发展相关 ETF 流入量大增。随着新能源市场的不断扩大和成熟，对新能源相关公司的投资似乎越来越有

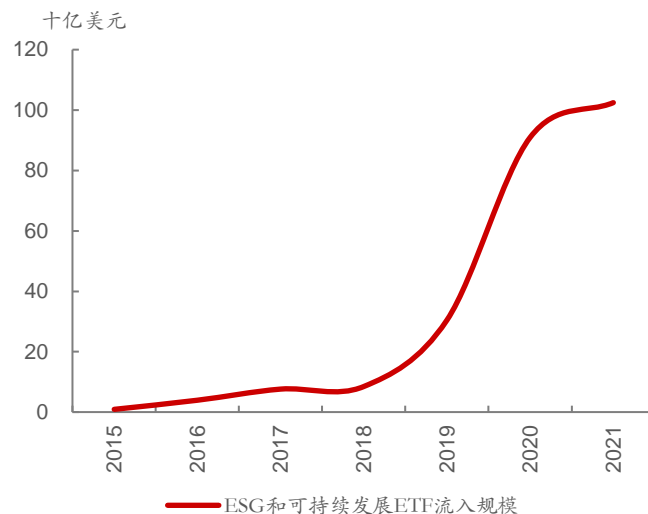
吸引力，并且由于油价下跌，化石燃料的资本回报率在 2016-20 年较前五年下降了一半，但新能源发电的回报率却升了三倍。

图表 11: 全球可持续发展债发行



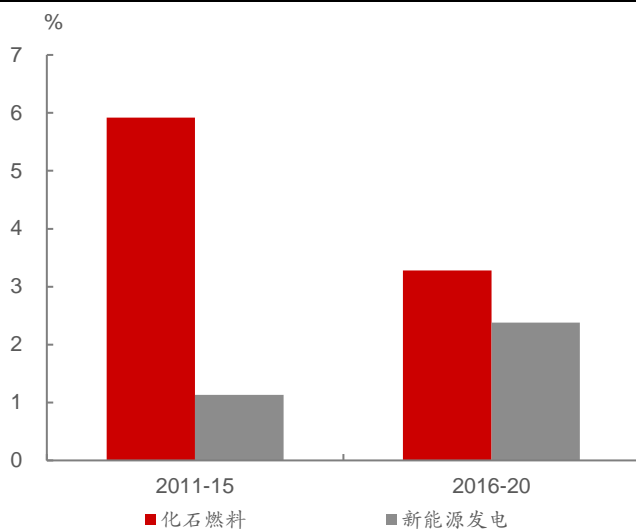
资料来源: Bloomberg, 东证衍生品研究院

图表 12: ESG 和可持续发展 ETF 流入规模



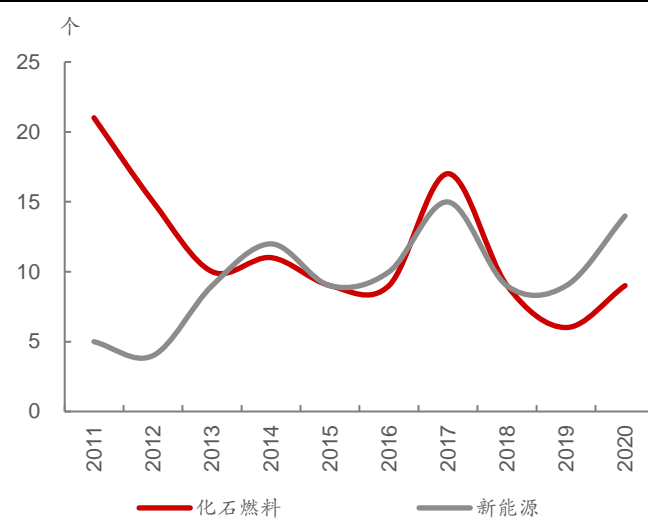
资料来源: Bloomberg, 东证衍生品研究院

图表 13: 能源相关投资资本回报率



资料来源: IEA

图表 14: 全球能源相关 IPO 个数

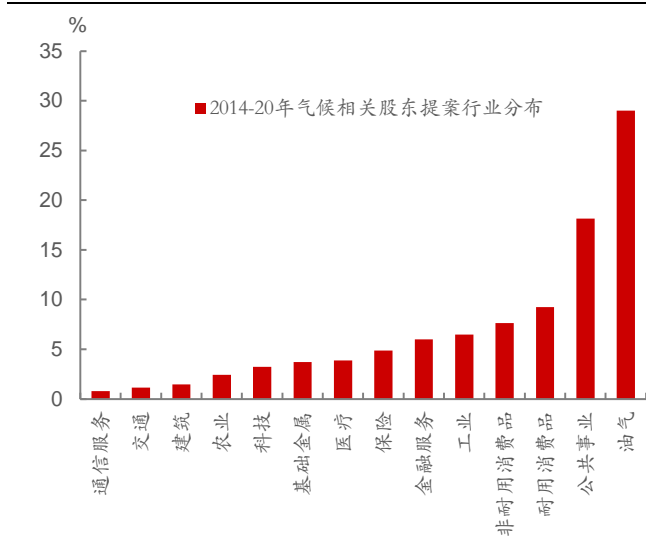


资料来源: IEA, Bloomberg

投资者给传统能源企业进行转型的压力主要表现在推动企业管理层将应对气候变化行动纳入其商业计划和战略。来自于投资者的 ESG 要求在能源上游行业远大于下游消费企业，2014 年至 2020 年的所有上市公司气候相关股东提案有 50%是针对石油天然气和公共事业这两个能源上游行业，交通等能源下游应用行业受到的关注仍然较低。油气行业中，2020 年气候相关的股东提案数量较 2013 年翻了一倍，2020 年欧洲激进的碳中和

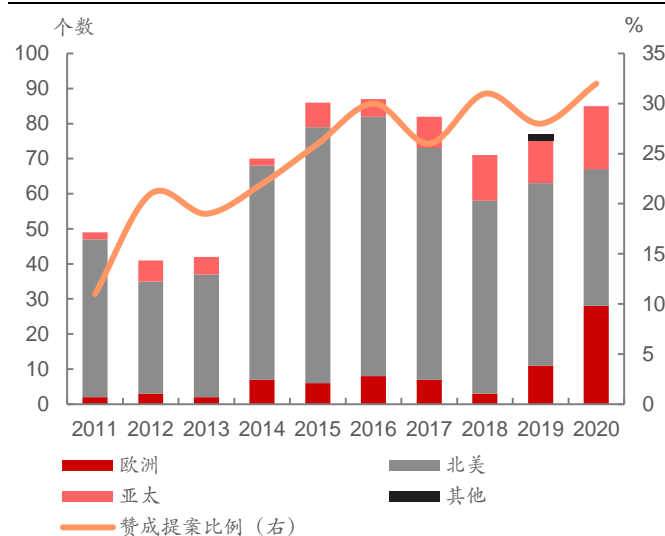
承诺使得欧洲企业面临 ESG 压力明显上升，这也对企业增加上游投资形成了约束。

图表 15：气候问题相关股东提案（按行业分布）



资料来源：ProxyInsight

图表 16：油气行业与气候相关的股东提案数量



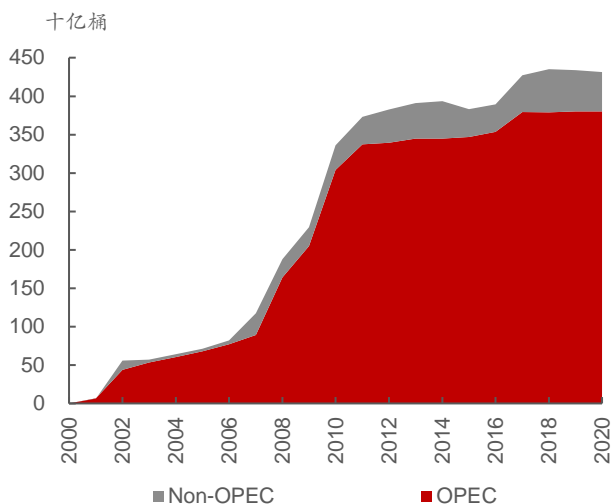
资料来源：ProxyInsight

2、资本约束下，“低碳”、“低成本”和“短周期”资源将脱颖而出

2.1、非常规资源弥补近年来全球常规石油发现量偏低的局面

2000 年至今全球常规石油资源的储量增长主要集中在 2000-10 年的十年间，OPEC 储量在这期间增加了 3,000 亿桶，此后十年 OPEC 储量增长仅有 760 亿桶，非 OPEC 的储量增长主要出现在 2010 年之后，但增幅有限。全球来看，2014 年油价暴跌之后，每年全球新增常规石油发现量始终维持在较低水平，2015-20 年平均每年仅 55 亿桶。美国页岩油革命使得以页岩油为代表的非传统资源在 2015 年之后成为热点，2019 年北美致密油可开采量较 2014 年增长 1,350 亿桶，非常规资源成为常规发现量下降的补充。2011 年之后全球常规资源的扩张陷入停滞与全球原油上游投资结构转变存在一定关系，IOC 将有限的投资分配到页岩油领域，常规油气储量几乎没有增长，2020 年降幅达到 15%，并且全球剩余的常规资源已经大多位于不易勘探的区域。IOC 的储采比自 2015 年起快速下降，各家下降的原因略有差异，不过主要原因是资产减值和缺乏新探明储量。

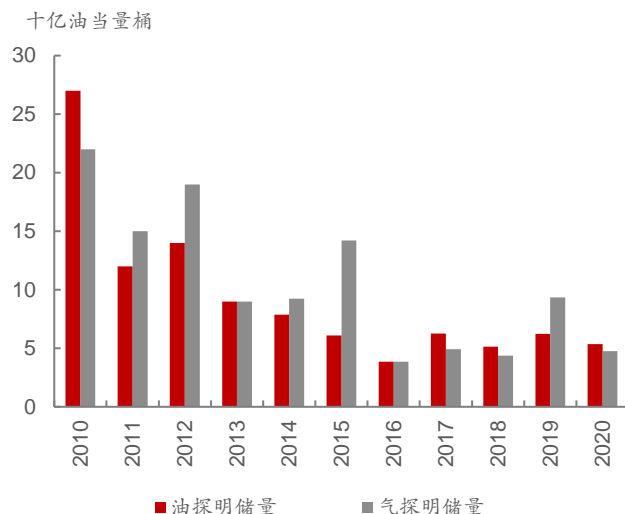
图表 17: OPEC 和非 OPEC 石油探明储量增量



资料来源: BP, 东证衍生品研究院

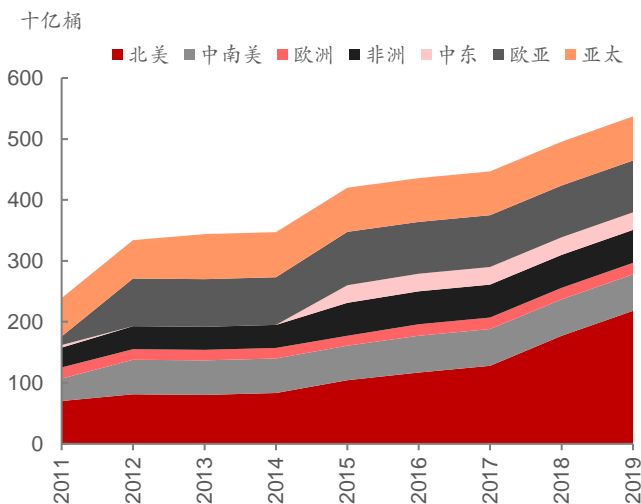
*以 2000 年为基准

图表 18: 全球常规油气发现量



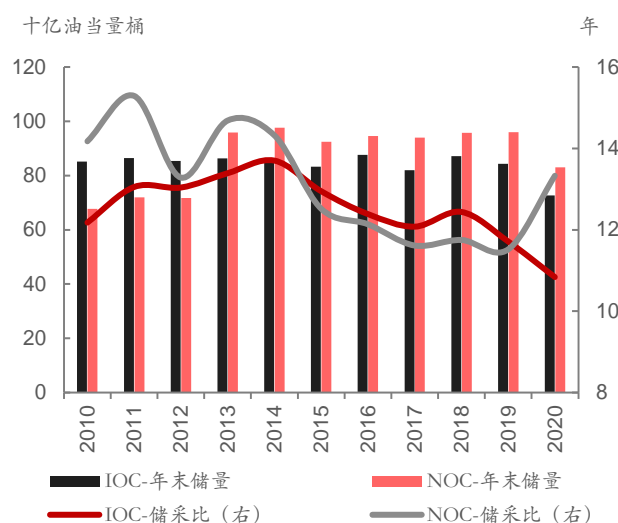
资料来源: Rystad Energy

图表 19: 全球剩余技术可开采的致密油资源



资料来源: IEA, 东证衍生品研究院

图表 20: IOC&NOC 油气平均储采比

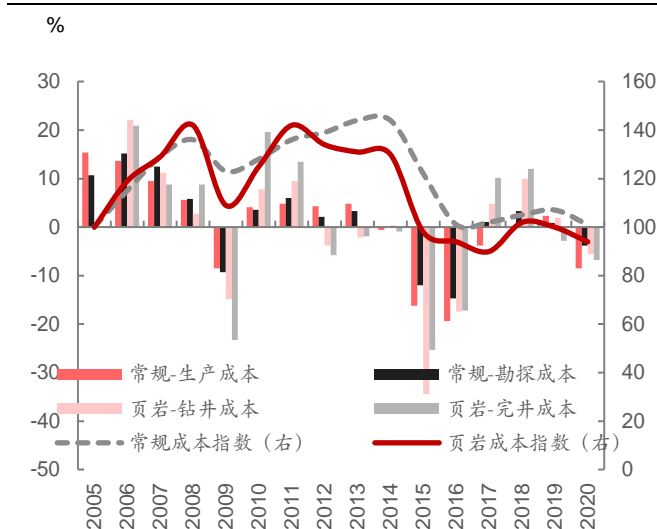


资料来源: Bloomberg, 东证衍生品研究院

技术进步使得页岩油生产成本不断下降, 相比传统勘探反而具备成本优势, 因此 IOC 和北美独立石油公司加大页岩油项目投资, 且页岩油通常意义上来说不需要常规资源那样的勘探过程, 因此偏重于非常规资源的 E&P 企业勘探活动下降, 勘探支出占比在过去十年逐渐下滑, 尽管 IOC 的勘探回报在过去五年有明显回升。过去十年来看, 全球除美国以外的产油国产量均增长有限, 非 OPEC 国家中仅有加拿大、俄罗斯和巴西增长较明显。2020 年之后, 能源转型成为油气行业的新风向, 主要大型石油公司相应各国的“碳中和”战略也将导致他们对传统上游勘探投资更为谨慎。不过出于满足能源所需,

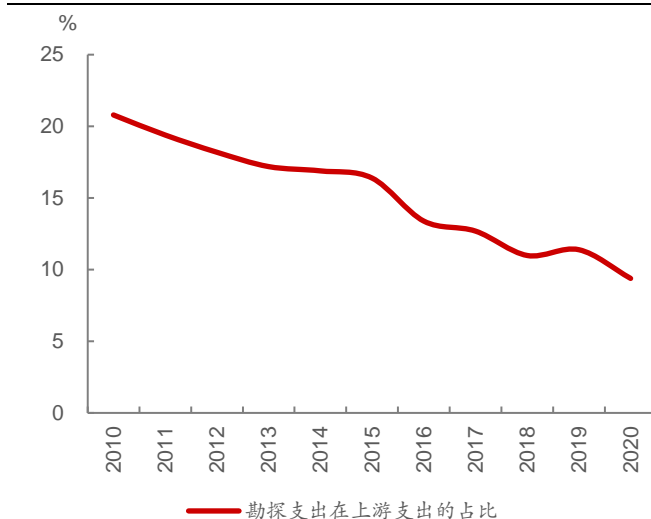
以及为脱碳提供资金，仍然需要新的资源。在投资收紧和转型的驱使下，低碳、短周期、低成本可能吸引未来主要的上游投资，也将是未来供应的主要增量来源。

图表 21：全球上游常规油气和页岩油成本变化



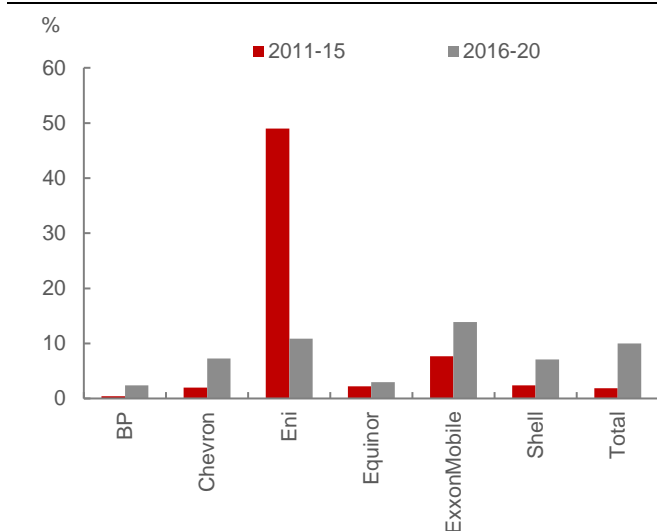
资料来源：IEA

图表 22：勘探支出占全球上游投资的比例



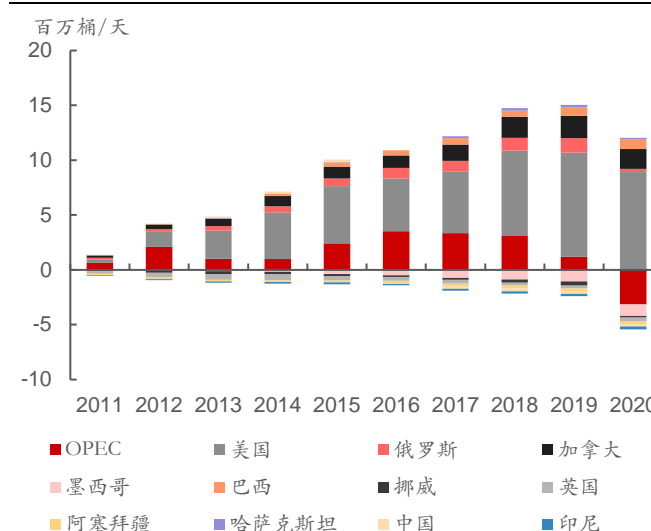
资料来源：Rystad Energy，东证衍生品研究院

图表 23：常规项目勘探 IRR



资料来源：Wood Mackenzie

图表 24：全球主要产油国产量变化 (vs.2010 年)



资料来源：BP，东证衍生品研究院

*以 2010 年为基准

2.2、未来潜在供应将更倾向于“低碳”资源

碳足迹对于 E&P 行业的投资前景和资本获取产生的影响在日趋加重，生产商寻求降低自身生产经营活动中的碳排放，对“低碳石油”，即碳排放水平较低的原油资源的需求

日益增长,对于未来原油供应结构也将产生重大影响。能源转型正在驱动投资流向碳强度较低的供应源和项目,E&P 企业在做出未来开发决策过程中,碳强度以及相关成本的考虑的重要性也在增强。

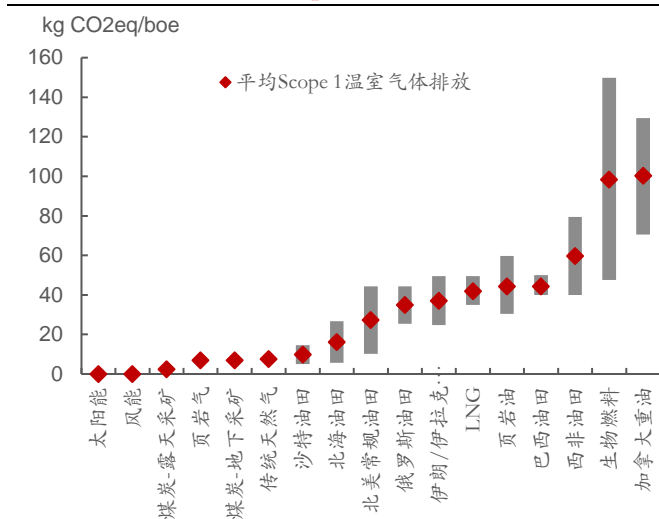
通过世界资源研究所(WRI)与世界可持续发展工商理事会(WBCSD)开发的《温室气体核算体系》对各类燃料全生命周期的碳排放强度进行评估发现,涉油的燃料生产和使用普遍碳排放强度偏高,特别是重油和西非油田。从范围 1/2 的角度来看(即生产环节),沙特油田是全球原油生产中碳排放最低的区域,而加拿大重油和西非油田则显示出较高的碳排放水平,这可能是国际石油公司逐渐撤出这两类油气项目的原因之一。产能瓶颈导致西非产油国在 OPEC+ 产出正常化的过程中出现增长乏力的情况。LNG 和生物燃料范围 1 的碳排放强度并不算低,但终端产品排放(范围 3)相比油类仍有优势。

图表 25: 温室气体核算体系

温室气体核算体系 (Greenhouse Gas Protocol)	
范围 1 (Scope 1)	直接温室气体排放: 直接温室气体排放产生自一家公司拥有或控制的排放源。
范围 2 (Scope 2)	电力产生的间接温室气体排放: 范围二核算一家企业所消耗的外购电力产生的温室气体排放。外购电力是指通过采购或以其他方式进入该企业组织边界内的电力。范围二的排放实际上产生于电力生产设施。
范围 3 (Scope 3)	其他间接温室气体排放: 范围三的排放是一家公司活动的结果,但并不是产生于该公司拥有或控制的排放源。包括: 开采和生产采购的原料、运输采购的燃料,以及售出产品和服务的使用中产生的排放。

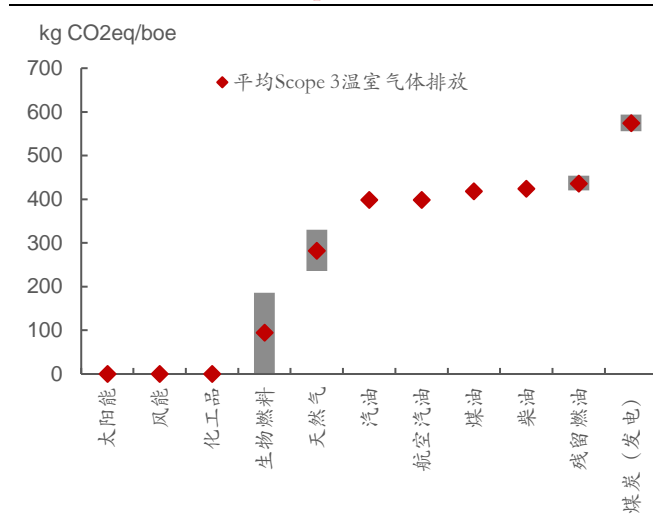
资料来源: WRI, WBCSD

图表 26: 各燃料类型 Scope 1 温室气体排放



资料来源: IPCC

图表 27: 各燃料产品 Scope 3 温室气体排放

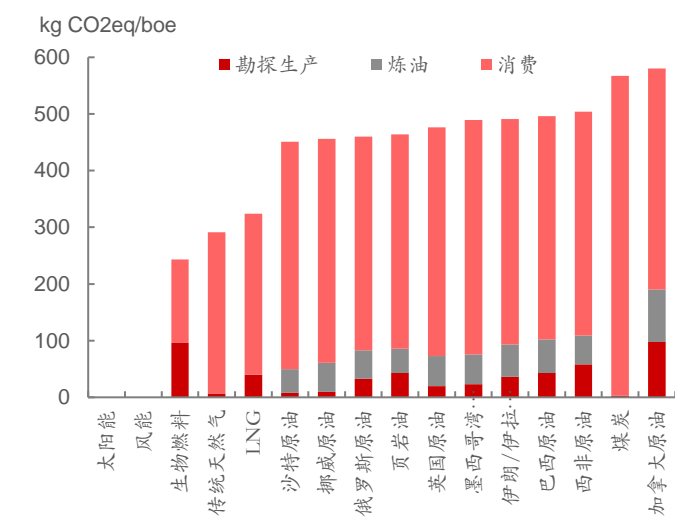


资料来源: IPCC

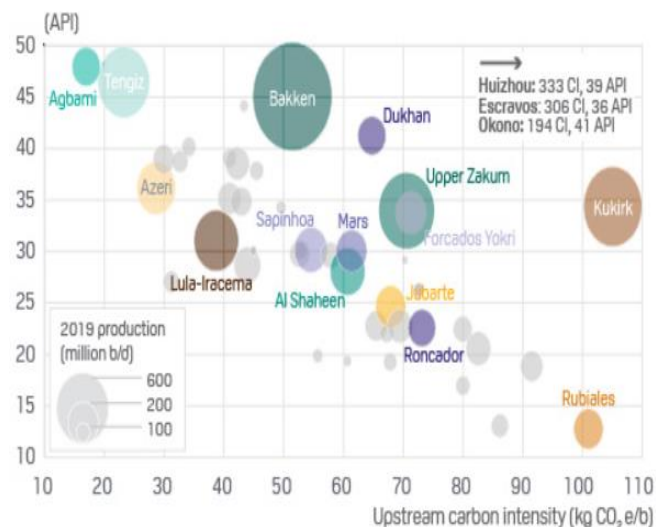
观察从开采到消费的不同燃料类型的平均生命周期碳排放强度可以发现,消费(燃烧)

所产生的排放要远大于生产加工环节。原油勘探和生产过程中的碳强度在不同国家、不同企业、甚至不同油田间都有差异，一般来说，油种 API 越高（即约轻质），碳排放强度越低。经验表明天然气燃除是造成碳排放强度不同的关键因素之一，除此之外油田类型、油田开采年限等都可能造成排放差异。对于中游炼油环节的温室气体强度因参数不同而变化，通常来说，越重的原油在炼油过程中的碳排放强度越高。加拿大重油在完整生命周期中的碳排放强度较高，沙特和挪威碳强度较低。相比之下，非油燃料中生物燃料、天然气、LNG 是仅次于太阳能和风能的碳排放强度相对较低的燃料类型。

按照生产区域来划分，不同产油国原油生产碳排放存在明显差异，反映的是生产区域和油田性质的区别。沙特和挪威原油生产碳排放强度均偏低，但形成优势的原因却不同，挪威在引入二氧化碳定价机制后促使该国运营商格外重视减排设施和技术研发，一些海上油田能够实现岸上发电从而降低二氧化碳的排放，此外，挪威禁止天然气燃除（除出于安全目）也对降低排放强度起到重要作用。沙特以轻质和中质原油资源为主，并且受益于大型油田的开发，生产过程中常规燃除相对有限。造成委内瑞拉等国碳排放强度较高的原因也不尽相同，委内瑞拉和加拿大以重油为主，二氧化碳排放量通常是全球平均水平的三到五倍，重油的开采过程也更加耗能。其他一些产油国则主要是由于配套基础设施不完善，造成大量伴生气被直接燃烧，因此产生了较高的排放。理论上完善基础设施能够减少天然气燃除，但这需要额外的资本支出。

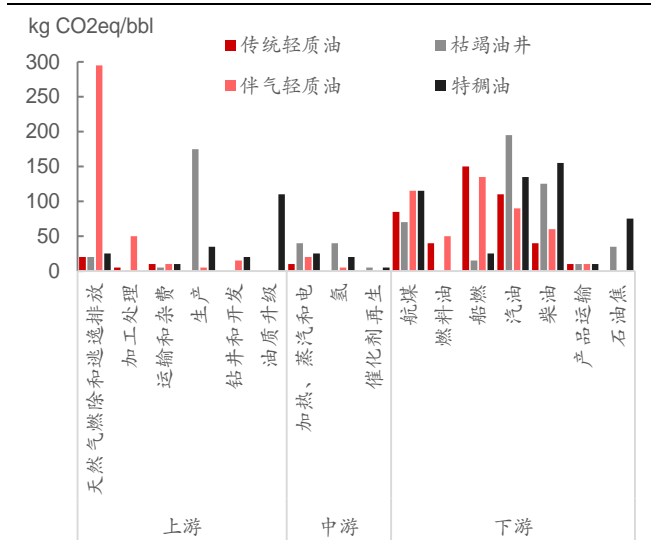
图表 28：不同燃料全生命周期碳强度


资料来源：IPCC

图表 29：油种 API vs. 碳强度


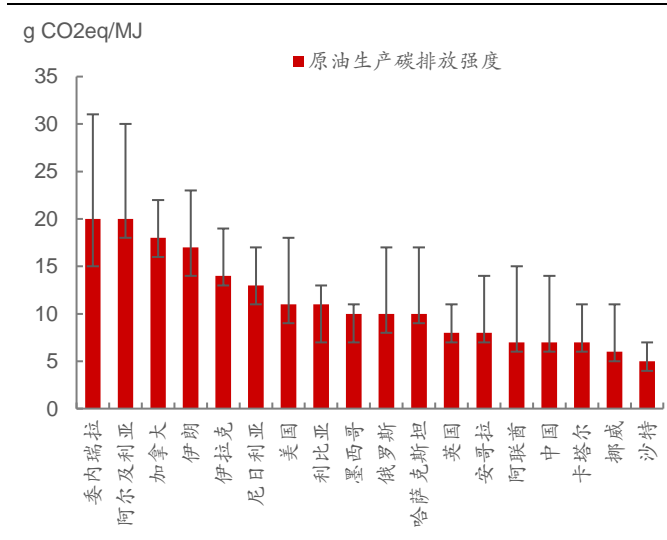
资料来源：Platts

图表 30：四类油田生产到消费的碳排放强度



资料来源：Cargenie，东证衍生品研究院

图表 31：主要产油国原油生产碳排放强度



资料来源：BP

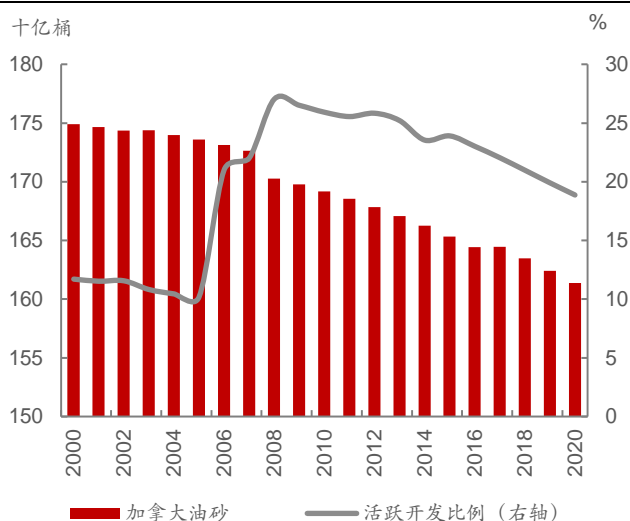
从低碳角度来说，加拿大油砂和西非等基础设施不完善的资源在未来的投资吸引力将显著下降。资源的投资差异将因“碳价”的上涨而对企业产生巨大的影响。当碳价处于低水平时，这些差异对总成本和竞争力的影响有限，因此不会对产量造成过大的冲击，但当在“Net-zero Emission”愿景下，碳价将保持在较高水平，就会削弱碳强度更高的原油的竞争力。当然，技术进步会使得原油生产中的碳强度一部分通过低碳技术部署而下降。

近年来加拿大油砂的探明储量和活跃开发比例持续下降，投资者逐渐撤出油砂的投资，艾伯塔省油砂资本支出在 2014 年见顶后持续下滑，2020 年仅有 2014 年的 21% 左右，更多资本支出被用于维持和提升效率，新项目投资减少。今年 9 月，加拿大第二大养老基金也宣布在 2022 年底前全部剥离其合计约 3080 亿美元的剩余石油相关投资，包括对加拿大石油公司的投资。今年 6 月，连接加拿大艾伯塔省与美国得克萨斯州的 Keystone XL 输油管道被终止。2005 年至 2019 年，加拿大油砂 GHG 排放总量增长了近 140%，占加拿大油砂排放总量的 10% 以上。近年来加拿大油砂项目一直受到环保诟病，这也导致主要生产商增加低碳技术的投资用于降低生产排放，但在疫情后，Suncor 在内的主要生产商面临修复资产负债表的需求，将受到资本支出约束。

国际石油公司同样在撤出对尼日利亚的投资。Chevron、Eni、ExxonMobil, Shell 和 Total 五个公司拥有尼日利亚 45% 的石油开采许可，此外还拥有剩余商业化油和气储量的 69% 和 74%。欧洲石油巨头 Eni、Shell 和 Total 在尼日利亚的碳排放强度远高于全球其他资产组合，因此剥离尼日利亚资产也成为这些 IOC 降低资产碳排放的方式之一。Shell 曾表示由于基础设施老化、投资不足以及恶劣的运营条件等原因，该公司在尼日利亚三角洲陆上和浅水区的资产碳排放强度是全球资产组合中最高的，因此出售了这些区块石油资产，但保留了天然气资产。IOC 在尼日利亚的投资意愿持续下降，2015 年油价下跌后，资本约束使得上游投资整体下降，但 IOC 在尼日利亚投资的下降程度远高于资本约束

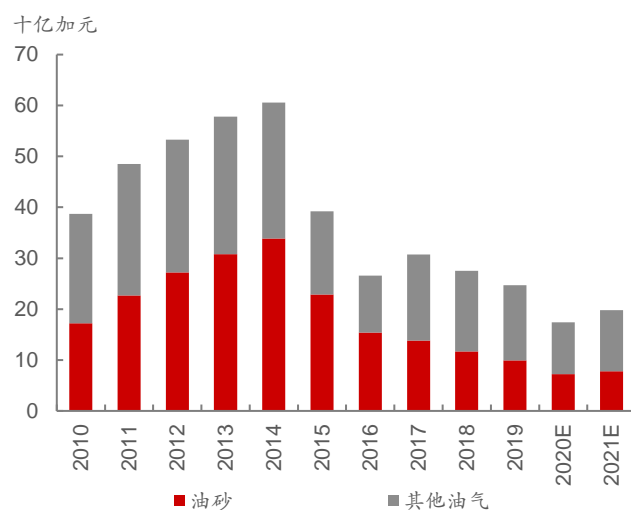
所导致的下降程度，2020 年 IOCs 在尼日利亚的每桶油当量 Capex 仅有 2010 年的 7.4%。
截止 2021 年，尼日利亚仍有 263 亿桶石油储量，其中 193 亿桶已进入生产阶段，这其中 IOC 手中的高碳排放强度项目依然面临较大的剥离压力。

图表 32: 加拿大油砂探明储量&活跃开发比例



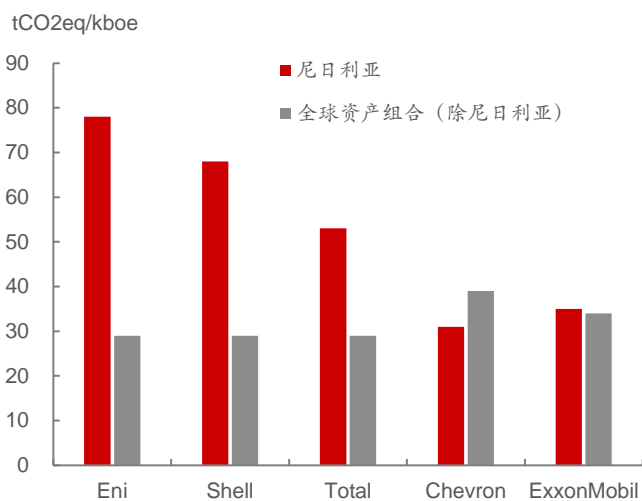
资料来源: BP

图表 33: 加拿大艾伯塔省油砂资本支出



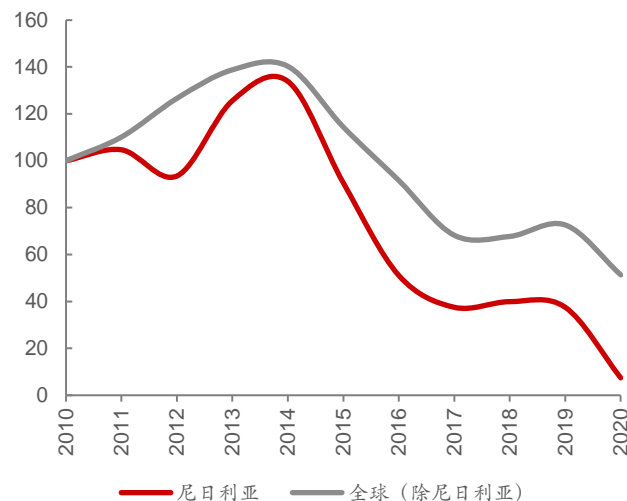
资料来源: Canadian Association of Petroleum Producers

图表 34: 平均上游排放强度: 尼日利亚资产 vs.其他



资料来源: Wood Mackenzie

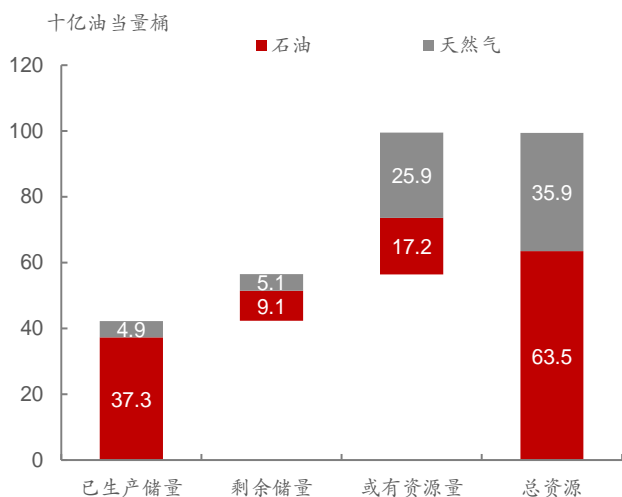
图表 35: IOC 每桶油当量 Capex: 尼日利亚 vs.其他



资料来源: Wood Mackenzie

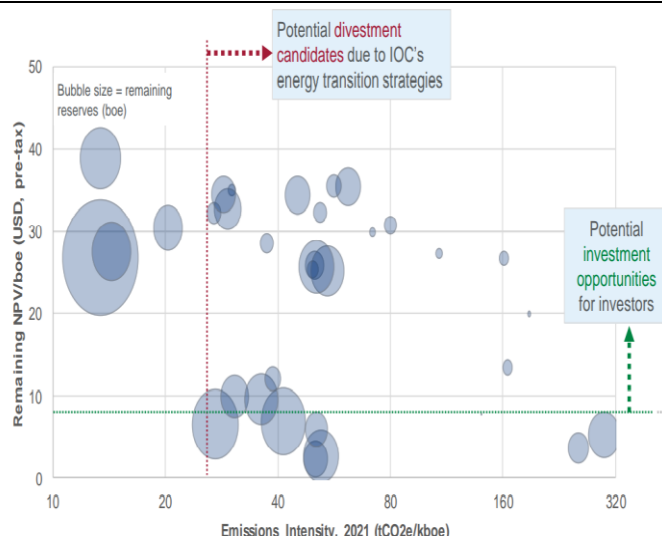
*指数化, 2010=100

图表 36: 尼日利亚油气资源已开采和剩余储量



资料来源: Wood Mackenzie, 东证衍生品研究院

图表 37: IOC 在尼日利亚资产剩余 NPV vs. 排放强度



资料来源: Wood Mackenzie

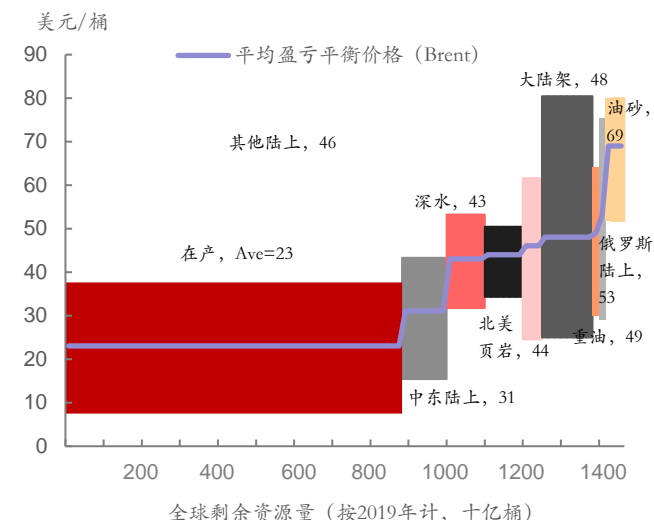
*红线: IOCs 全球平均碳排放强度; 绿线: 剩余 NPV/boc 高于 80% 亚撒哈拉地区项目

2.3、“低成本”和“短周期”资源未来将受青睐

自 2016 年以来 IOCs 从传统勘探转向页岩油, 并减少了常规油井勘探, 将有限则投资集中在可能迅速商业化的资源上, 在“碳中和”背景下, 除了出于“低碳”的考虑, 低成本和短周期项目也是未来上游投资可能集中的领域。

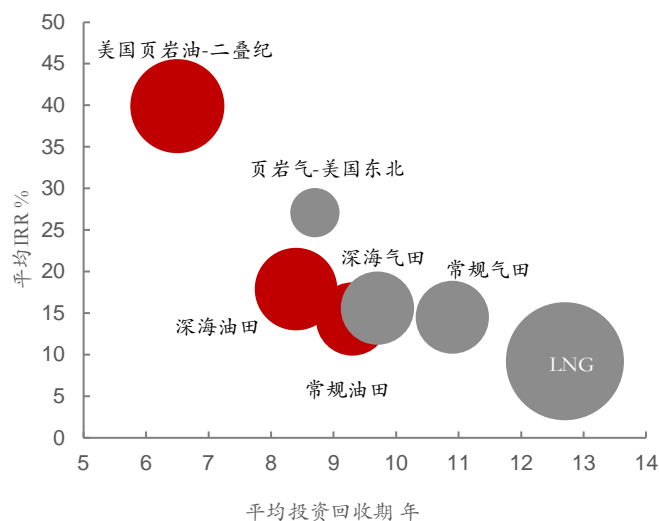
结合全球剩余石油资源的成本曲线和新项目投资回收期来看, 页岩油和深水是相对具备优势的石油资源。美国页岩油是典型的短周期项目, 也在过去十年贡献最多供给增量, 其竞争力不可小觑。不过随着页岩油行业进入新经营模式, 独立页岩油生产商财务状况将限制整体资本支出规模, 行业注重回报而非扩张的模式, 以及单井产出效率瓶颈使得未来页岩油将处于温和增长的新模式。作为衰减快, 需要持续资本支出以保持产量增长的非常规资源, 页岩油行业资本支出的趋势变化也将最明显的体现在产量的下滑上, 美国原油产量自疫情后对于油价上涨表现非常克制。常规资源中, 除了中东陆上的低成本资源外, 深水资源最具成本优势, 2018 年至今深水项目成本下降 16%, 使深水成本低于北美页岩油, 因此成本下降和供应潜力使得海上项目成为过去两年的 Greenfield 赢家, 未来也将继续吸引 Capex。陆上资源中, 中东陆上平均盈亏平衡价格最低, 也是预估资源潜力最大的部分之一。俄罗斯陆上油田尽管也属于低碳的资源, 但是综合税负较高推高了成本使其竞争力下降。

图表 38: 全球原油生产曲线



资料来源: Rystad Energy

图表 39: 不同资源新项目平均投资回收期 vs. 回报率

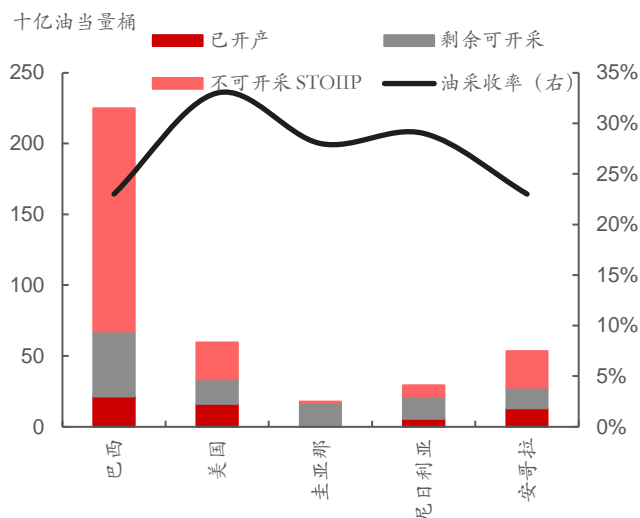


资料来源: Wood Mackenzie

*平均值按资本支出加权, 假设布伦特长期价格 50USD/bbl, 气泡大小表示项目资本支出规模。

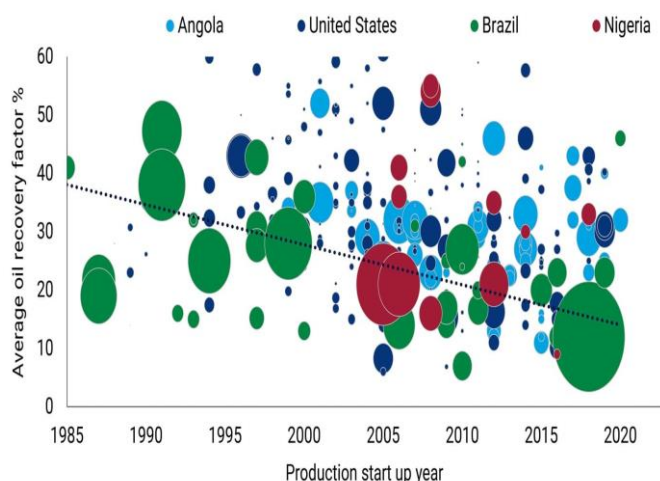
深水聚集着全球大多数可发现但未被开发的资源, 因此受到关注。全球剩余的 80% 的深水资源集中在五个国家, 巴西资源遥遥领先, 美国墨西哥湾、圭亚那、尼日利亚和安哥拉紧随其后, 这五个国家的剩余资源预计在未来十年内达到产量峰值。尽管巴西资源最丰富, 但采收率却最低, 因为大量的资源属于不可采油层中商品石油储量 (STOIP), 位于盐下储层, 采收率较低。油田投产年份与平均油田采收率之间存在一定的相关性, 油田生产时间越长, 采收率越高, 这可能反映了随着油田的开发和投资增加, 以及运营商额外的技术投入产生的二次驱动。未来勘探的趋势可能是向核心地区和已有的区块收缩, 对新领域的兴趣减弱。中东陆上资源大多集中在国家石油公司手中, IOC 将目标集中在海上资源, 在 2020 年收购区块主要集中在海上资源, 从未来投资去向来看, 2021 至 2023 年, 深水预计将是除页岩油以外投资增长较多的领域。

图表 40: 前五大现有和可采深水石油资源国家



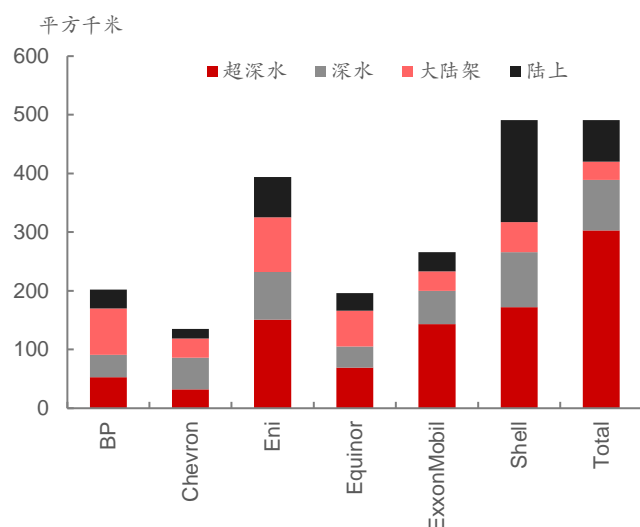
资料来源: Wood Mackenzie

图表 41: 深水油田资源回收率 vs. 投产时间



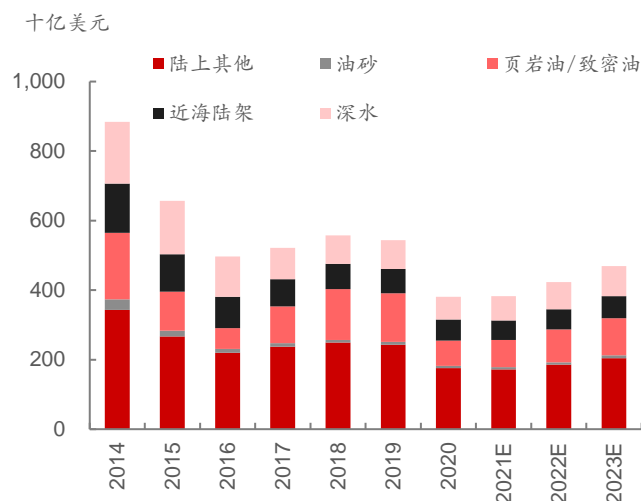
资料来源: Wood Mackenzie

图表 42: 2020 年 IOC 收购资源区块分布



资料来源: Wood Mackenzie

图表 43: 全球 E&P 投资-按资源类别分类

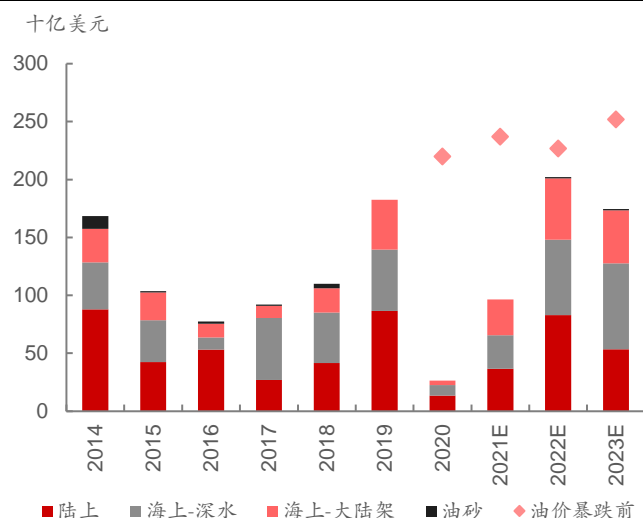


资料来源: Rystad energy

受疫情影响, 2020 年全球新发现常规油气储量较 2019 年下降 35%, 南美地区再次成为石油勘探和执行最终投资决策 (FID) 的主要区域, 占到全球油气总量的约 30%。2020 年圭亚那和巴西新项目 FID 投资预计达到 130 亿美元, 资源总量接近 32 亿油当量桶, 这也使得南美成为 2020 年全球唯一一个发现储量超过当年产量的地区, 储量替代率 (RRR) 达到 108%, 其他地区仅有俄罗斯的 RRR 为 37%, 欧洲为 26%, 高于全球平均的 25% 储量替代率。常规石油资源新建项目的 FID 从 2017 年开始恢复上升的趋势, 至疫情前 2019 年回升至上一轮油价暴跌前的新高约 1,800 亿美元左右, 主要是中东和南美的深水项目 (巴西和圭亚那), 但新一轮的上游勘探周期因疫情被打断, 造成 2020 年起

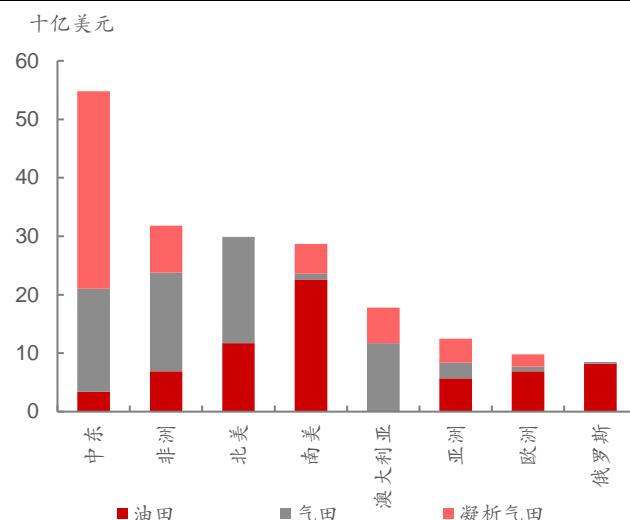
过 1,930 亿美元的 FID 延期，延期的油田项目大多是南美的海上项目，这些 FID 将在未来几年被落地，2021-22 年预计新建项目 FID 资源将接近 41 亿油当量桶，2022 年开始预计显著回升。南美地区海上浮式生产储油装置 (FPSO) 的建设可能在 2022-23 年增加至 12 个，为过去三年的总和。

图表 44：常规勘探新建项目 FID



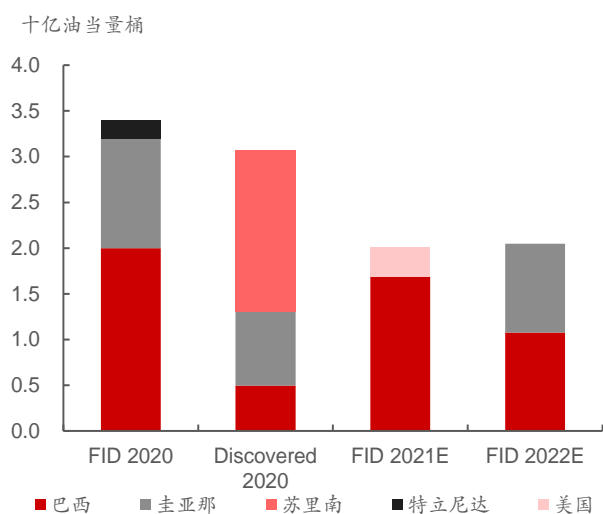
资料来源：Rystad Energy

图表 45：2020 年全球延期新建项目 FID 类型



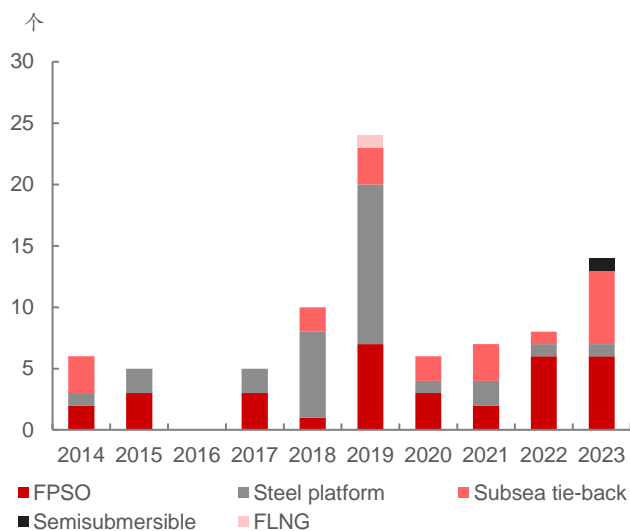
资料来源：Rystad Energy

图表 46：南美深水新发现量和 FID 资源量



资料来源：Rystad Energy，东证衍生品研究院

图表 47：南美主要海上油气项目各阶段数量



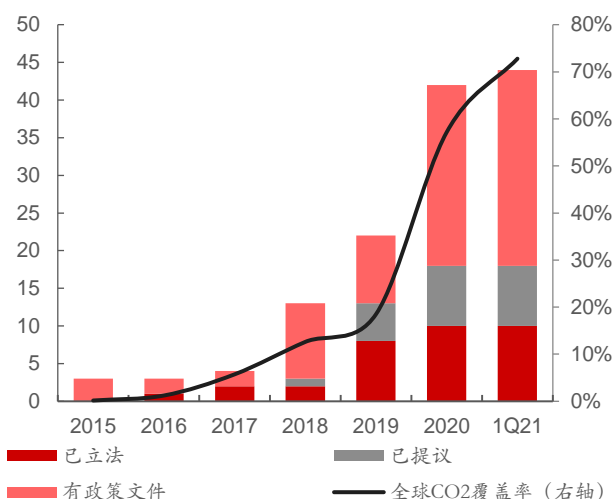
资料来源：Rystad Energy，东证衍生品研究院

3、能源转型中仍需新增上游投资以保证原油长期供给充足

3.1、综合石油公司传统业务去碳路径

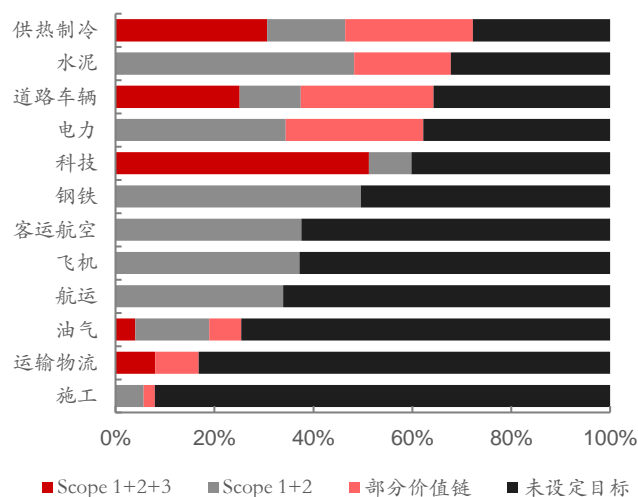
能源部门占当今温室气体排放的约四分之三，过去一年，承诺实现净零排放的国家越来越多，已覆盖全球约 70% 的二氧化碳排放量。2020 年新冠疫情导致全球化石能源消耗骤减，二氧化碳排放量也因此下降 6% 左右，但随着经济复苏，二氧化碳排放量也将回升。企业层面，截止 2021 年 2 月全球有 110 个企业宣布“Net-Zero Emissions”目标或预期，其中油气行业宣布净零排放目标的企业比例不超过 30%。企业的净零排放承诺并非基于同一个标准，因此差异性较大，一些企业的承诺仅包含自身的排放，例如办公场所和工厂发电实现净零排放，其他一些企业则包含更广泛的非直接排放，例如 Shell、BP 等包含部分销售产品减排。大约 60% 的企业计划在 2050 年实现净排放，对于那些有具体计划的企业，主要的选项包括减少直接排放，使用二氧化碳移除技术和购买碳排放权等。

图表 48：制定碳中和政策国家数量



资料来源：IEA

图表 49：各行业企业制定“净零排放”承诺比例

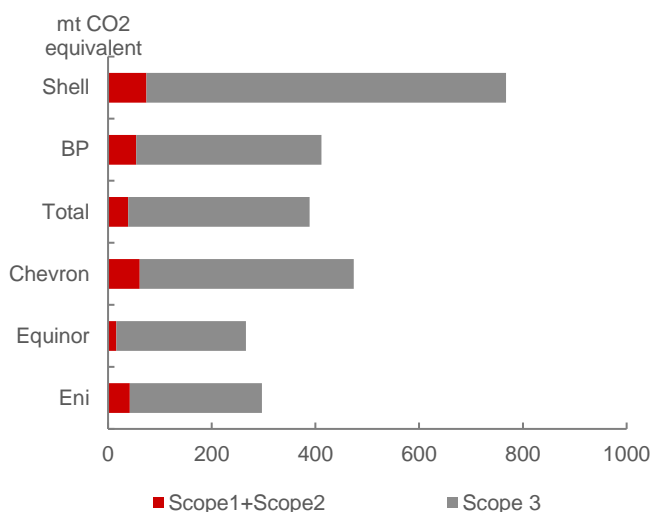


资料来源：IEA

近两年全球综合石油企业开始从“Big oil”向“Big energy”战略转型，主流石油企业均发布长期减排目标和实施路径。IOCs 在原油市场百年发展中表现出对技术变革的强适应性，在这一轮由传统化石能源向新能源转型的变革中，石油巨头们也将发挥重要的作用。IOC 的转型一方面受到提前适应能源新格局而进行自主转型的驱动，另一方面也受到外部压力，包括 ESG 披露压力，迎合所在国家和目标市场的政策转型以及保证社会经营许可证的要求。来自于股东和投资者的压力已经成为这些企业应对气候问题中不可忽视的一部分，三家大型石油巨头 ExxonMobil, Shell 和 Chevron 在今年同一时间分别被要求更快地采取行动减少温室气体排放。今年 5 月，Exxon 的股东投票决定任命至少两名应对气候问题相关的董事进入公司董事会。Chevron 同意将公司出售的燃料燃烧产生的排放纳入未来减排目标，这与公司董事会意愿相左。Shell 则被荷兰法院要求到 2030 年将温室气体排放量减少 45%，这一目标远高于公司最初提出的目标。石油企业的碳排放主要来自于他们所生产的产品燃料排放（范围 3），对于生产和运输环节的排放，石

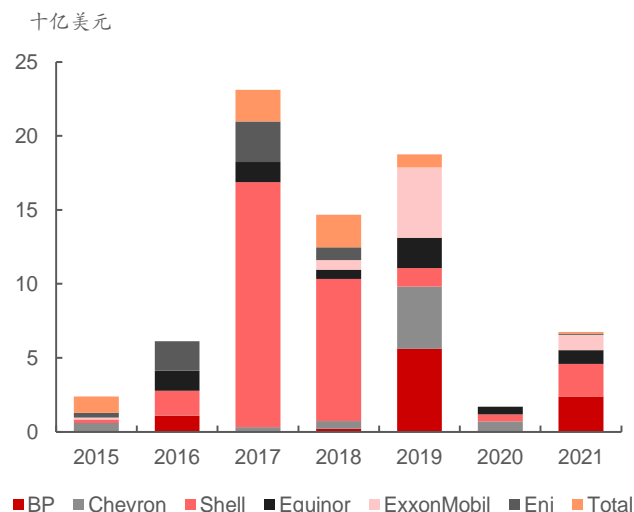
油公司最快捷、最方便的处置方式之一就是出售高排放的资产，2018 年至今，6 家国际石油巨头合计出售了 280 亿美元的资产，这些企业在今后几年仍计划继续出售超过 300 亿美元资产。

图表 50: IOC 范围 1-3 碳排放强度



资料来源: Bloomberg

图表 51: IOC 近年来资产出售规模



资料来源: 公司财报, 东证衍生品研究院

从单个公司的目标来看，欧洲石油公司的脱碳目标更为领先，正在从传统油气业务向更多元化的业务转型，在可再生能源领域加大投资，基本计划在 2050 年至少实现范围 1 和 2 的净零排放和部分范围 3 的净零排放。相比之下，美国的石油巨头的目标普遍落后于欧洲同行，ExxonMobil 的目标是到 2025 年削减范围 1 和 2 排放 15-20% (vs.2016 年)，Chevron 的目标是到 2028 年实现削减 35%，目前美国企业对于排放较高的范围 3 均没有明确计划，不过随着 ESG 要求的提升，这些企业也在追求提升能源效率和减少排放，包括减少甲烷排放和消除常规燃除。在至 2030 年主要的脱碳路径中，提升运营效率以及剥离高排放强度资产预计将为范围 1 和 2 减排的主要贡献，碳收集、使用和收集(CCS)将是降低范围 3 排放的主要技术，预计 7 家综合油气企业能够实现 20% (比 2019 年) 的范围 1 和 2 排放减量，18% 范围 3 排放减量。

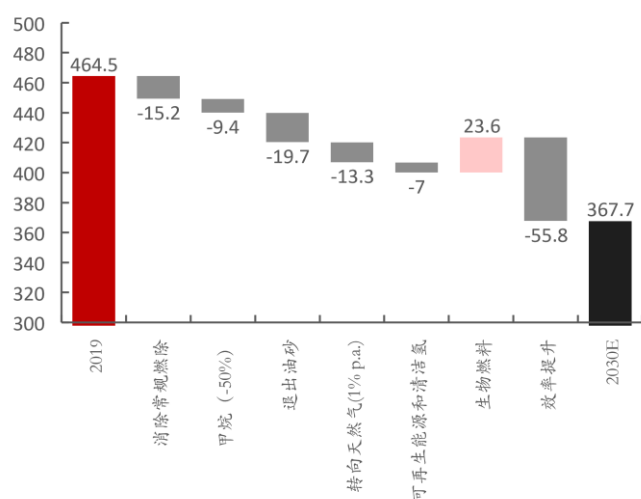
图表 52: 油气巨头碳中和战略

	2025	2030	2040	2050
Shell	甲烷排放强度保持在 0.2% 以下	净碳足迹比 2016 年降低 20% 左右 (范围 1+2+3) / 消除常规燃除		公司业务净零排放 (范围 1+2) / 净碳足迹比 2016 年降低 50% 左右 (范围 1+2+3)
BP	全球业务碳排放净零增长 (范围 1+2)	消除常规燃除		全球业务净零排放 (范围 1+2) / BP 销售产品的碳排放强度比 2015 年降低 50%
Total	甲烷排放强度降低至 0.2% 以下	全球业务全生命周期平均碳排放强度比 2015 年降低 15%	全球业务全生命周期平均碳排放强度比 2015 年降低	全球业务净零排放 (范围 1+2) / 欧洲业务全生命周期

		(范围 1+2+3) / 消除常规燃除	35% (范围 1+2+3)	净零排放 (范围 1+2+3) / 全球业务全生命周期平均排放强度比 2015 年降低 60% 以上 (范围 1+2+3)
ExxonMobil	全球业务排放较 2016 年下降 15-20% (范围 1+2), 甲烷排放下降 40-50%, 燃除强度下降 35-40%	消除常规燃除		
Chevron	到 2028 年, 全球运营和非运营油气生产温室气体排放较 2016 年下降 35% (范围 1+2), 甲烷排放下降 50%, 燃除强度下降 65%	消除常规燃除		
Eni	消除正常工况火炬	全生命周期净排放量 (范围 1+2+3) 比 2018 年降低 25% / 碳排强度比 2018 年降低 15%	全球业务净零排放 (范围 1+2) / 全生命周期净排放量 (范围 1+2+3) 比 2018 年降低 65% / 碳排强度比 2018 年降低 40%	全生命周期净零排放 (范围 1+2+3)
Equinor	上游碳排放强度低于 8 千克二氧化碳/桶当量	全球业务净零排放 (范围 1+2) / 挪威业务 GHG 排放比 2005 年降低 40% / 挪威海上排放 (范围 1+3) 比 2005 年降低 50% / 消除常规燃除 / 甲烷排放强度接近零	挪威业务温室气体排放比 2005 年降低 70%	全生命周期净零排放 (范围 1+2+3) / 碳排强度 (范围 1+2+3) 降低 100% / 全球海上碳排放 (范围 1+2+3) 比 2008 年降低 50%

资料来源: 公司报告, 东证衍生品研究院

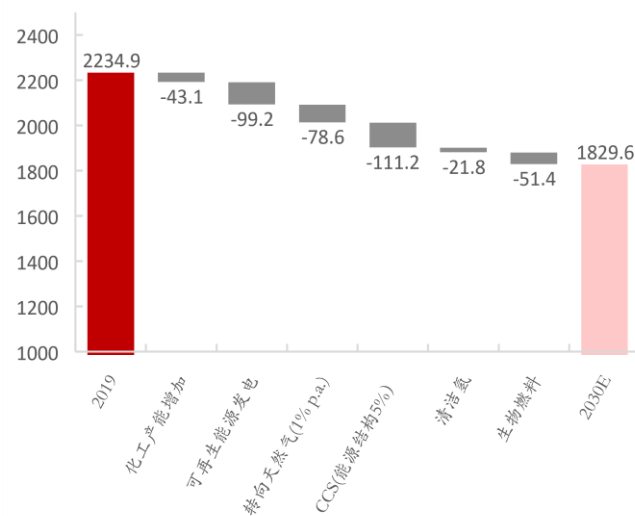
图表 53: IOCs 范围 1&2 减排贡献 (百万吨 CO2 当量)



资料来源: IPCC, 公司报告, 东证衍生品研究院

*包括: Shell, Total, BP, Eni, Equinor, Chevron, ExxonMobil

图表 54: IOCs 范围 3 减排贡献 (百万吨 CO2 当量)



资料来源: IPCC, 公司报告, 东证衍生品研究院

*包括: Shell, Total, BP, Eni, Equinor, Chevron

尽管各家企业的脱碳的步伐不尽相同，但降低传统油气业务中的排放水平（范围 1+2）是能源转型过程中的首要任务，这包括降低运营过程中的常规排放，同时提升运营过程中的电气化程度，包括在上游设施和运输过程中增加新能源的使用。上游生产环节的排放占到全流程排放的一半以上，去碳化主要是消除逃逸排放，通过增强泄漏检测和修复 (LDAR) 将甲烷排放降至最低，并使用风能和太阳能等新能源为油气生产作业供电。新能源发电、碳捕获使用和存储技术 (CCUS) 等低碳技术对于油气行业生产和加工环节实现碳中和具有重要的意义，能够显著改善石油企业的能源使用效率，对于传统油气企业来说具有吸引力和优势，也将成为未来加快开发和部署的主要低碳技术，美国石油巨头 ExxonMobil 和 Chevron 在 CCS 技术方面就居于全球领先水平。在 2050 净零排放愿景下，大约 3.8Gt CO₂ 的捕获需要利用这一技术的贡献，预计石油企业在 2030 年之后对低排放技术的投资将超过对传统油气业务的投资。运输和炼油环节的去碳方案主要包括增加生物燃料和可再生氢的应用以及部署 CCS 技术等。

图表 55：原油生产运输和炼油环节排放类型及解决方案

	步骤及排放类型	排放占比	解决方案
勘探 &生产	勘探钻井 CO ₂ 非能源相关	10%	能源效率
			电气化
			碳收集、使用和存储（例如：提高采收率，回注）
	燃除 CO ₂ 能源相关	5%	碳收集、使用和存储（例如：提高采收率，回注）
			消除燃除（例如：更换设备，改善维护，收集甲烷）
	逃逸排放/排气 CH ₄	47%	蒸汽回收单元 压缩站的泄漏检测和修复系统（例如：预防性维护，更换 泄漏设备和管道）
运输	原油运输 CO ₂ 非能源相关	5%	原油运输（船只）：切换燃料
			原油运输（管道）：电气化
炼油	炼厂热力和动力系统 CO ₂ 非能源相关	20%	能源效率
			燃料切换至生物气或氢
			电气化
			碳收集、使用和存储
			炼厂原料由原油切换至生物燃料
	制氢/FCC 排放 CO ₂ 能源相关	3%	（外部）可再生氢
			氢蒸汽甲烷重整和碳捕获、利用和储存
			现场生产沼气制氢
			炼厂原料由原油切换至生物燃料
	逃逸排放 CH ₄	10%	大型储罐上的蒸汽回收装置
			压缩机泄漏检测和修复
			更换泄漏设备和管道

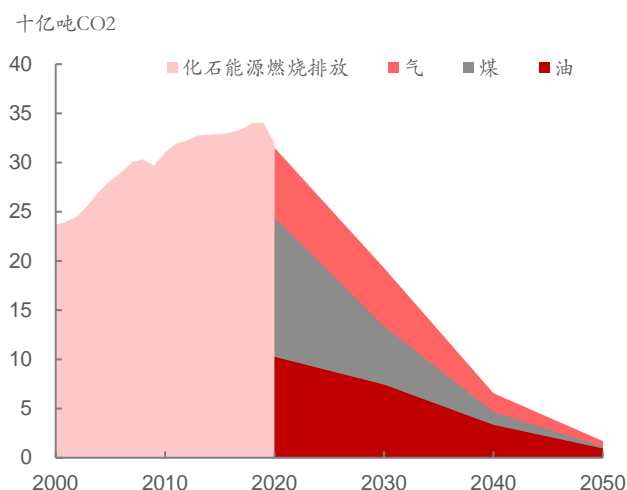
资料来源：Wood Mackenzie，东证衍生品研究院

3.2、实现 2050 年净零排放目标所对应的供给前景

2050 年全球实现净零排放需要能源生产、运输和消费方式的彻底转型，在能源转型过程中，二氧化碳价格的上涨将倒逼油企降低净排放，否则生产的成本大幅上升。当前全球石油生产的平均温室气体排放约为每桶 100 千克二氧化碳当量，若这一水平维持不变，二氧化碳价格每上涨 10 美元/吨将使得生产成本上升 1 美元/桶。根据 IEA 的《全球能源部门 2050 年净零排放路线图》(NZE)，化石能源的燃烧活动中的二氧化碳排放需要在未来二十年大幅下降以实现 2050 年净零排放，其中石油二氧化碳排放将从 2020 年的 102.64 亿吨显著下降至 2040 年的 33.29 亿吨，直至 2050 年降至接近零的水平。

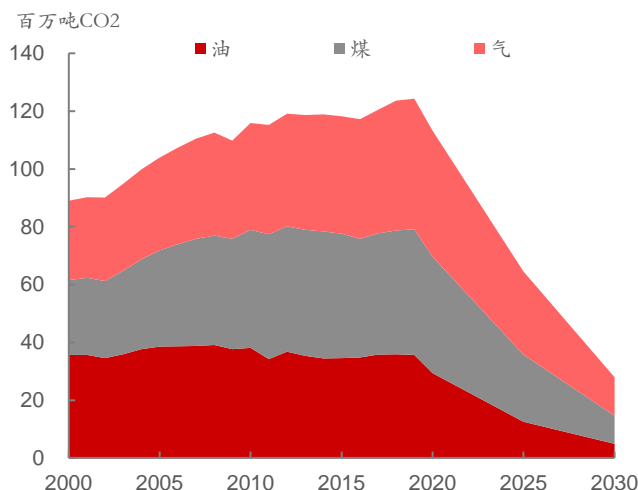
甲烷是另一个主要排放的温室气体，甲烷排放占到石油行业总排放的 35% 左右，净碳中和情景下，未来十年化石能源甲烷排放将下降 75%，其中石油行业将下降 83%。三分之一的下降与化石燃料消耗总量下降有关，更大份额的下降将来自于减排措施和技术的贡献，包括禁止天然气燃除、使用 CCUS 和上游业务电气化。

图表 56：化石能源二氧化碳排放



资料来源：BP, IEA, 东证衍生品研究院

图表 57：化石能源甲烷排放

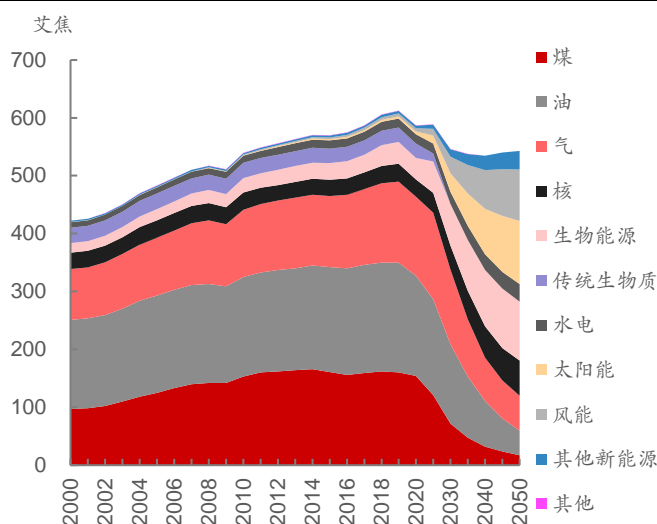


资料来源：IEA

当前石油是全球能源总供给中最大的组成部分，2020 年占比为 29%，在 2050 年实现净排放的情形下，石油占能源总供给的比例将下降至 8%。在化石能源中，供给结构也将发生变化，低碳需求将导致天然气的份额逐渐超过目前占比最大的石油。碳中和目标的实现依赖于新能源未来很长一段时间的大力发展，风能、太阳能和生物质能将取代化石能源将成为全球能源供给的主要组成部分，新能源整体在能源总供给中的占比将从目前的 21% 大幅提升至 78%。供给结构调整也将使得能源投资结构发生显著变化，油气上游投资大幅下降，油气上游投资将被更过用于支持现有项目的运营，新建项目的投资将大幅下降，在 IEA NEZ 情景下，2030 年后油气上游将不再投资新建项目。

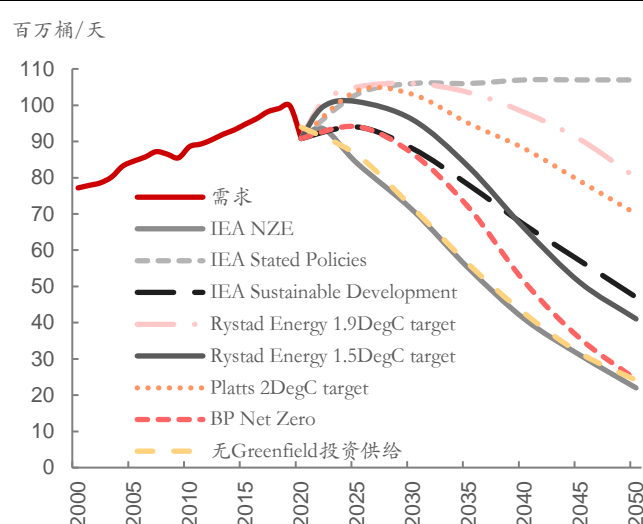
长期需求预期在不同情景假设下存在显著差异，取决于电气化替代和能源效率提升的速度差异。IEA 的 2050 全球净零排放 (NZE) 是目前最为激进的长期需求预期，认为全球原油需求在 2019 年见顶，尽管 2020 年至 2030 年电气化替代仍然较缓慢，需求将从 2020 年的 9,100 万桶/天降至 2030 年的 7,200 万桶/天，此后加速下降至 2050 年的 2,200 万桶/天，未来三十年的年均降幅 4%。不过，NZE 未来几年的实现的难度非常大，包括缺乏足够的低碳技术部署和政策驱动，以及终端需求消费习惯需要显著的结构变化。其他净零排放情景假设大多仍然认为需求在未来几年将维持增长并在 2025-2030 年期间见顶，2035 年之后需求会出现加速下滑的趋势。

图表 58: Net-Zero Emission 情景下的能源结构



资料来源: IEA

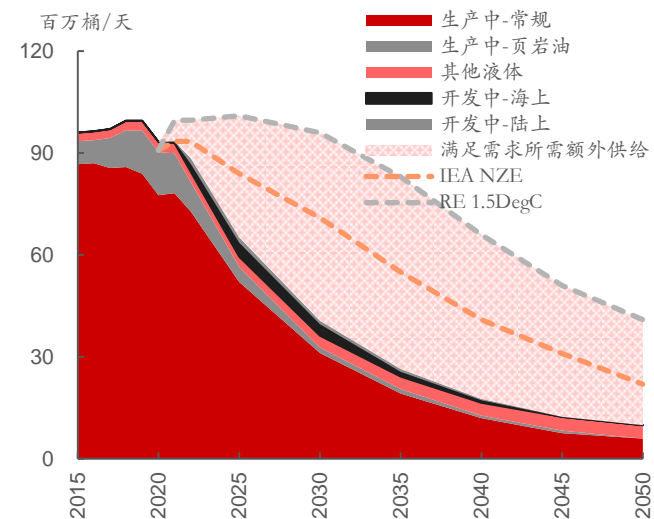
图表 59: 各情景需求预期 vs. 无 Greenfield 投资供给



资料来源: IEA, BP, Platts, Rystad Energy, 东证衍生品研究院

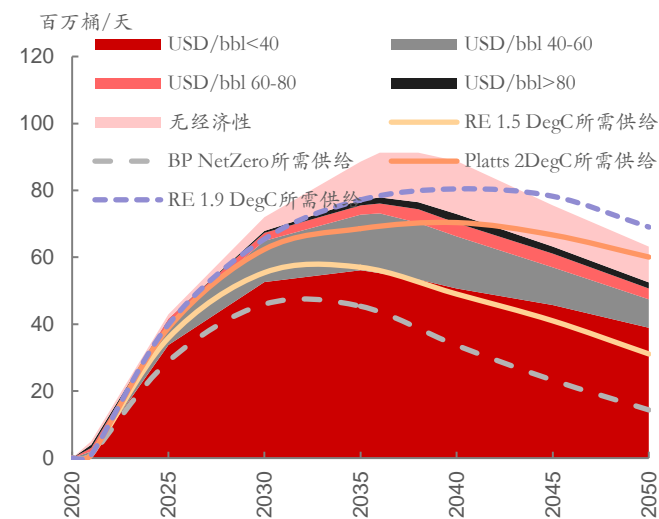
假设 2050 年前不再进行任何 Greenfield 投资,仅维护现有油田和完成已 FID 的油田开发投资,全球原油产量预计将在未来三十年以年均 4.1%的速度递减,对比发现,无 Greenfield 投资假设下的供给下降速度将明显快于除 IEA-NZE 以外的情景。长期来看,若上游 Greenfield 投资持续下降,大概率将出现供应不足的问题。当前全球已投入生产和已开发的资源预计在 2030 年能够满足 3,960 万桶/天的供应,按各净零排放情景假设 (Rystad Energy, BP, Platts) 推算在 2025 年至 2040 年间仍然存在较大缺口,需要增量资源来填补。单纯从已探明储量角度,目前全球未开发的剩余储量基本能够满足大部分情景下 2035 年前的供给所需 (假设油价维持在 60 美元/桶以内),但并非所有已探明储量最终都会转化为产量,根据 Rystad Energy 计算,在 1990 年至 2020 年的三十年内原油新探明储量,仅有 25%最终转化为产量,因此满足供给所需储量的规模可能要远大于目前剩余库存储量。此外,由于越来越多容易勘探的资源被找到,全球常规资源勘探成功率已经从 2010 年 72%下降至 2020 年的 17%,因此非常规资源供给是否充足也成为未来供给前景中很重要的变量。美国页岩油的供给弹性可能因油价水平的不同而产生巨大的差异,更高的油价水平可能使得页岩油供给弹性上升,从而降低对常规资源和勘探投资的依赖。

图表 60: 已投产剩余产量&满足需求所需增量产量



资料来源: IEA, Rystad Energy, 东证衍生品研究院

图表 61: 剩余未开发潜在储量 vs. 满足需求所需供给



资料来源: IEA, BP, Platts, Rystad Energy, 东证衍生品研究院

*潜在储量包括页岩油/致密油井 DUC

4、投资建议：投资不足将增加长期供给短缺风险

新冠疫情对于能源行业的一个长期深远影响当属加快推动全球能源格局向清洁能源的转型。全球实现“碳中和”需要政府、企业和居民层面的通力转型，现阶段石油企业的转型更多是迫于政策的压力，以及出于可再生能源项目的经济效益考量，距离真正意义的“零排放”仍有巨大的差距。

对原油市场来说，碳中和意味着传统石油供给和需求长期来看均将受到抑制。石油的碳排放更多是来自于汽车、飞机等终端的燃料消费，到 2030 年全球大部分碳减排将通过现有的技术来实现，但需求替代效应显现需要电动车的市场占有率大幅提升，在重工业和长途交通运输领域，实现有效替代则需要目前仍处于开发阶段的技术，这意味着石油仍将在未来很长一段时间提供主要的能源供应。传统油气企业为适应能源转型而率先行动，投资结构的调整使得上游勘探变得更加谨慎，低成本、低碳和短周期资源将受青睐，页岩油为代表的非常规资源恢复也是未来供给前景中的重要变量，上游投资快速下降将导致长期供给弹性下降，增加供应不足的风险，出现供给下降快于需求的错配，反而对油价形成支撑。

5、风险提示

需求替代显著快于预期。

期货走势评级体系（以收盘价的变动幅度为判断标准）

走势评级	短期（1-3 个月）	中期（3-6 个月）	长期（6-12 个月）
强烈看涨	上涨 15%以上	上涨 15%以上	上涨 15%以上
看涨	上涨 5-15%	上涨 5-15%	上涨 5-15%
震荡	振幅-5%-+5%	振幅-5%-+5%	振幅-5%-+5%
看跌	下跌 5-15%	下跌 5-15%	下跌 5-15%
强烈看跌	下跌 15%以上	下跌 15%以上	下跌 15%以上

上海东证期货有限公司

上海东证期货有限公司成立于 2008 年，是一家经中国证券监督管理委员会批准的经营期货业务的综合性公司。东证期货是东方证券股份有限公司全资子公司，注册资本金 23 亿元人民币，员工近 600 人。公司主要从事商品期货经纪、金融期货经纪、期货投资咨询、资产管理、基金销售等业务，拥有上海期货交易所、大连商品交易所、郑州商品交易所和上海国际能源交易中心会员资格，是中国金融期货交易所全面结算会员。公司拥有东证润和资本管理有限公司，上海东祺投资管理有限公司和东证期货国际（新加坡）私人有限公司三家全资子公司。

东证期货以上海为总部所在地，在大连、长沙、北京、上海、郑州、太原、常州、广州、青岛、宁波、深圳、杭州、西安、厦门、成都、东营、天津、哈尔滨、南宁、重庆、苏州、南通、泉州、汕头、沈阳、无锡、济南等地共设有 33 家营业部，并在北京、上海、广州、深圳多个经济发达地区拥有 134 个证券 IB 分支网点，未来东证期货将形成立足上海、辐射全国的经营网络。

自 2008 年成立以来，东证期货秉承稳健经营、创新发展的宗旨，坚持市场化、国际化、集团化的发展道路，打造以衍生品风险管理为核心，具有研究和技术两大核心竞争力，为客户提供综合财富管理平台的一流衍生品服务商。

分析师承诺

安紫薇

本人具有中国期货业协会授予的期货执业资格或相当的专业胜任能力，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告清晰准确地反映了本人的研究观点。本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接接收到任何形式的报酬。

免责声明

本报告由上海东证期货有限公司（以下简称“本公司”）制作及发布。

本研究报告仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本研究报告是基于本公司认为可靠的且目前已公开的信息撰写，本公司力求但不保证该信息的准确性和完整性，客户也不应该认为该信息是准确和完整的。同时，本公司不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司会适时更新我们的研究，但可能会因某些规定而无法做到。除了一些定期出版的报告之外，绝大多数研究报告是在分析师认为适当的时候不定期地发布。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买投资标的的邀请或向人作出邀请。

在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。

本报告主要以电子版形式分发，间或也会辅以印刷品形式分发，所有报告版权均归本公司所有。未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容，不得将报告内容作为诉讼、仲裁、传媒所引用之证明或依据，不得用于营利或用于未经允许的其它用途。

如需引用、刊发或转载本报告，需注明出处为东证衍生品研究院，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

东证衍生品研究院

地址：上海市中山南路318号东方国际金融广场2号楼22楼

联系人：梁爽

电话：8621-63325888-1592

传真：8621-33315862

网址：www.orientfutures.com

Email：research@orientfutures.com