

本估值报告未根据中国资产评估准则编制

恒泰艾普集团股份有限公司拟对合并
Range Resources Trinidad Limited. 形成的资产组
进行减值测试所涉及其拥有的油气资产可收回金额
估值报告

北方亚事估报字[2021]第01-032号



北京北方亚事资产评估事务所(特殊普通合伙)
BEIJING NORTH ASIA ASSET ASSESSMENT FIRM (Special General Partnership)

二〇二一年三月二十五日



目 录

声 明	1
估值报告摘要	3
估值报告正文	4
一、委托人及其他估值报告使用人	4
二、估值目的	6
三、估值对象和估值范围	6
四、价值类型	7
五、估值基准日	7
六、估值依据	8
七、估值方法	8
八、估值过程和情况	10
九、估值假设	11
十、估值说明	12
十一、估值结论	48
十二、特别事项说明	49
十三、估值报告使用限制说明	51
十四、估值报告日	51
十五、估值机构印章	52
附 件	53

声 明

（一）委托人或者其他估值报告使用人应当按照法律、行政法规规定和估值报告载明的使用范围使用估值报告；委托人或者其他估值报告使用人违反前述规定使用估值报告的，估值机构不承担责任。

（二）本估值报告仅供委托人、估值委托合同中约定的其他估值报告使用人和法律、行政法规规定的估值报告使用人使用；除此之外，任何未经估值机构和委托人确认的机构或个人不能由于得到估值报告而成为估值报告使用人。

（三）本估值报告使用人应当正确理解和使用估值结论，估值结论不等同于估值对象可实现价格，估值结论不应当被认为是对估值对象可实现价格的保证。

（四）本估值报告中的分析、判断和结论受估值报告中估值假设的限制，并受估值报告中重要事项的影响。估值报告使用人应当充分考虑估值报告中载明的估值假设、重要事项及其对估值结论的影响。

（五）委托人、被估值单位和其他相关当事人所提供的资料以及本估值报告所引用资料的真实性、合法性、完整性是估值结论生效的前提，被估值单位提供的资料，已由委托人、被估值单位申报并经其采用盖章或其他方式确认。本估值报告结论以委托人、被估值单位已提供资料的范围和内容为基础。

（六）就本估值报告中所涉及的公开信息，本报告不构成对其准确性、完整性或适当性的任何保证。本报告未对被估值单位的未来业务、运营、财务或其他方面的发展前景发表任何意见，不构成对被估值单位未来实际盈利情况的预测，亦未评价Range Resources Trinidad Limited. 所采用财务报告准则的影响。

（七）本估值报告的观点仅基于在《估值委托合同》约定的工作范围内，对被估值单位提交的资料所涉及的相关重大方面进行阅读和分析，并采用通行的估值模型进行测算，估值工作范围中不包括对商业、法律、税务、监管环境等其他因素进行考虑，不包括法律尽职调查、财务尽职调查、税务尽职调查、信息科技尽职调查或对Range Resources Trinidad Limited. 财务信息的审计，亦不包括任何环境问题或识别和控制这些风险的系统是否到位等方面的核查验证工作。

（八）根据估值委托合同，估值工作是以委托人及被估值单位提供的权属资料、财务资料、预测资料、开发利用方案、访谈问题答复等的真实性、合法性、完整性为前提，估值机构的责任是在本次估值目的下对估值对象进行测算。

恒泰艾普集团股份有限公司拟对合并 Range Resources Trinidad Limited. 形成的资产组 进行减值测试所涉及其拥有的油气资产可收回金额 估值报告摘要

北方亚事估报字[2021]第01-032号

北京北方亚事资产评估事务所（特殊普通合伙）（以下简称“北方亚事”或“估值机构”）接受恒泰艾普集团股份有限公司（以下简称“恒泰艾普”）的委托，采用通行的估值方法对Range Resources Trinidad Limited.（简称“RRTL”）形成的资产组进行减值测试所涉及其拥有的油气资产可收回金额进行了测算，估值目的是为恒泰艾普集团股份有限公司管理层准备财务报告进行减值测试提供价值参考依据。

根据上述特定的估值目的，我估值机构对恒泰艾普委托估值测算的油气资产在估值基准日2020年12月31日所表现的可收回金额提出如下估值意见：

可收回金额应当根据资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定。

截至估值基准日2020年12月31日，经估值测算，资产组的可收回金额为6,022.52万美元。

本报告估值结果可供参考的有效期一年，即自2020年12月31日至2021年12月30日有效。

以上内容摘自估值报告正文，欲了解本估值业务的详细情况和正确理解估值结论，应当阅读估值报告全文。

恒泰艾普集团股份有限公司拟对合并 Range Resources Trinidad Limited. 形成的资产组 进行减值测试所涉及其拥有的油气资产可收回金额 估值报告正文

北方亚事估报字[2021]第01-032号

恒泰艾普集团股份有限公司：

北京北方亚事资产评估事务所（特殊普通合伙）（以下简称“北方亚事”或“估值机构”）接受贵公司的委托，采用通行的估值方法对Range Resources Trinidad Limited.（简称“RRTL”）形成的资产组进行减值测试所涉及其拥有的油气资产可收回金额进行了测算，估值目的是为恒泰艾普集团股份有限公司管理层准备财务报告进行减值测试提供价值参考依据。现将估值情况报告如下。

一、委托人及其他估值报告使用人

（一）委托人简介

1、注册登记情况

企业名称：恒泰艾普集团股份有限公司（以下简称“恒泰艾普”）

统一社会信用代码：91110000773370273Q

类型：股份有限公司（上市、自然人投资或控股）

住所：北京市海淀区丰秀中路3号院4号楼401室

法定代表人：包笠

注册资本：71211.325700万人民币

成立日期：2005年03月29日

营业期限：2005年03月29日至无固定期限

登记机关：北京市海淀区市场监督管理局

经营范围：为石油和天然气开采提供服务；石油天然气勘探技术、石油天然气设备、仪器仪表技术开发、技术培训、技术服务、技术转让、技术咨询；计算机系统服务；软件开发；软件服务；数据处理（数据处理中的银行卡中心，PUE值在1.5以下的云计算数据中心除外）；工程勘察设计；污水处理及其再生利用；销售石油天然气设备、仪器仪表、计算机、软件及辅助设备、电子产品、通讯设备、燃料油、润滑油、化工产品、橡胶制品、金属矿石、非金属矿石、金属制品、焦炭、机电设备及配件、建筑材料、针纺织品、日用品、体育用品、文化用品、珠宝首饰；租赁石油天然气软件及硬件设备、仪器仪表；出租办公用房、出租商业用房；出租厂房；货物进出口、技术进出口、代理进出口；投资、投资管理、投资咨询、资产管理；地热能、新能源及清洁能源、节能环保、天然气的技术开发、技术服务；施工总承包（限分支机构经营）；工程技术和技术与试验发展；委托生产煤化工产品、盐化工产品、炼油化工产品、乙烯、十六辛烷值、兰炭尾气化工产品（限外埠经营）；企业管理；企业策划；设计、制作、代理、发布广告；销售食品。（企业依法自主选择经营项目，开展经营活动；销售食品以及依法须经批准的项目，经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动；不得从事本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。）

2、委托人介绍

恒泰艾普集团股份有限公司（简称：恒泰艾普或LandOcean）是一家高科技、集团化、国际型的综合能源服务商。恒泰艾普集团于2011年1月7日在深圳证券交易所上市（股票代码为：300157）。

（二）被估值单位简介

1、注册登记情况

名称：Range Resources Trinidad Limited（简称“RRTL”或“RRTL 公司”）

法定住所及经营场所：10Km Penal Quinam Road, Siparia, Trinidad

注册资本：\$2,549,371.00

法定代表人：Lubing Liu

成立日期：1998 年 6 月 17 号

RRTL 前身为 Trincan Oil Limited 公司，于 1998 年 6 月 17 号在特立尼达和多巴哥共和国设立。2012 年 9 月 19 日变更公司名称为 Range Resources Trinidad Limited，2018 年 6 月 20 日，公司注册地址变更至 10KM penal Quinam Road, Siparia, Trinidad。公司股东为 West Idies Exploration Company Limited 公司，持有公司 100%股份。公司的主营业务是基于与 Petroleum Company of Trinidad and Tobago Limited（特立尼达和多巴哥石油公司，以下简称“特多石油公司”）签订的相关协议进行原油开采。

（三）委托人与被估值单位之间的关系

本次估值业务的委托人是恒泰艾普集团股份有限公司，被估值单位是Range Resources Trinidad Limited。被估值单位是委托人恒泰艾普集团股份有限公司参股子公司。

（四）委托人及其他估值报告使用人

本估值报告的使用人为委托人和估值委托合同中约定的其他估值报告使用人。除国家法律法规另有规定外，任何未经估值机构和委托人确认的机构或个人不能由于得到估值报告而成为估值报告使用人。

二、估值目的

本次估值测算系确定RRTL拥有的油气资产在估值基准日的可收回金额，为恒泰艾普管理层准备财务报告进行减值测试提供价值参考。

三、估值对象和估值范围

为了明确本次估值的相关事项，估值机构与审计机构、恒泰艾普管理层就下列事项进行了讨论，并取得了一致的意见：

恒泰艾普管理层提出，将RRTL拥有的油气资产认定为一个业务资产组。经过沟通，认为RRTL拥有的油气资产明确并且单一，符合资产组的相关要件。因此估

值机构最后确定将RRTL拥有的油气资产认定为一个资产组，并以该资产组为基础进行相关减值测试。

估值对象界定为RRTL拥有的油气资产，估值范围为估值基准日2020年12月31日该资产组对应的全部资产。

四、价值类型

会计准则规定的计量属性可以理解为相对应的估值价值类型。

本次估值需要测算资产组的可收回金额，根据资产减值测试的估值目的，选择的价值类型为可收回金额。

可收回金额应当根据资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定。

公允价值：是指市场参与者在计量日发生的有序交易中，出售一项资产所能收到或者转移一项负债所需支付的价格。

以公允价值计量相关资产或负债，应当假定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，应当假定该交易在相关资产或负债的最有利市场进行。根据估值机构与审计机构及管理层的沟通，管理层确定本次减值测试中所涉及的公允价值的主要市场（最有利市场）。

处置费用包括与资产处置有关的法律费用、相关税费、搬运费以及为使资产达到可销售状态所发生的直接费用等。

资产预计未来现金流量的现值是指资产组基于特定实体现有管理模式下在未来持续使用过程中和最终处置时预计可能产生的现金流量，选择恰当的折现率对其进行折现后的金额。

五、估值基准日

根据估值委托合同的约定，本次估值基准日为2020年12月31日。

本次估值工作中所采用的价格及其他参数均为估值基准日的标准。以2020年

12月31日作为估值基准日，根据委托人财务报告的需要确定的。

六、估值依据

（一）经济行为依据

恒泰艾普与北方亚事签署的评估委托合同。

（二）取价依据

- 1、宏观、行业、分析资料；
- 2、市场查询资料；
- 3、相关人员访谈记录。

（三）其他依据

- 1、被评估单位提供的有关经营、管理资料；
- 2、委托人及被评估单位出具的有关声明、承诺等。
- 3、其他与估值有关的资料。

七、估值方法

根据本次估值的资产特性、估值目的及所选择的价值类型的要求，资产减值测试应当估计资产组可收回金额，然后将所估计的资产组可收回金额与其账面价值比较，以确定资产组是否发生了减值。

资产组的可收回金额当根据资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定。

1、资产组的公允价值减去处置费用后净额的确定方法

资产的公允价值减去处置费用后的净额，应当根据公平交易中销售协议价格减去可直接归属于该资产处置费用的金额确定；不存在销售协议但存在资产活跃市场的，应当按照该资产的市场价格减去处置费用后的金额确定。资产的市场价格通常应当根据资产的买方出价确定；在不存在销售协议和资产活跃市场的情况下，应当以可获取的最佳信息为基础，估计资产的公允价值减去处置费用后的净

额，该净额可以参考同行业类似资产的最近交易价格或者结果进行估计。企业按照上述规定仍然无法可靠估计资产的公允价值减去处置费用后的净额的，应当以该资产预计未来现金流量的现值作为其可收回金额。

如果前两款无法可靠估计资产的公允价值减去处置费用后的净额，则按当不存在相关活跃市场或缺乏相关市场信息时，可以根据企业以市场参与者的身份，对单项资产或资产组的运营做出合理性决策，并适当地考虑相关资产或资产组内资产的有效配置、改良或重置的前提下提交的预测资料，参照企业价值估值的基本思路和方法，分析和计算单项资产或资产组的公允价值。可以采用企业价值估值中的方法得出资产组的公允价值。

处置费用根据有序变现的原则确定。有序变现在此定义为：企业的资产变现由资产所有人主导，选择适当时机有计划有步骤地组织实施资产变现行为，资产所有人在实施清算变现过程中没有外力胁迫和时间的要求。

本次估值中，依据估值目的和持续经营的基本假设，考虑所估值资产特点，首先采用收益法对资产组公允价值进行估算，然后，测算资产组的处置费用，最后，计算资产组公允价值减处置费用后的净额。

收益法，是指通过将预期收益资本化或折现以确定估值对象价值的估值方法。本次估值中，资产组未来收益是以未来年度的企业自由现金流量作为依据，经采用适当折现率折现加总后计算得出经营性资产价值，然后再减去基准日营运资金后，得到资产组公允价值。即：

资产组公允价值 = 企业自由现金流量折现值 - 基准日营运资金

自由现金流量计算公式为：

自由现金流量 = 净利润 + 折旧与摊销 + 利息费用 × (1 - 所得税率) - 资本性支出 - 净营运资金变动

处置费用是指可以直接归属于资产处置的增量成本，包括与资产处置有关的法律费用、相关税费、搬运费以及为使资产达到可销售状态所发生的直接费用等，但是财务费用和所得税费用等不包括在内。处置费用共包含四部分，分别为印花税、产权交易费用、中介服务费及资产出售前的整理费用。

2、资产组的预计未来净现金流量现值的确定方法

资产组预计未来净现金流量现值应该采用资产组在现有管理层经营管理下，在未来资产寿命期内可以产生的经营现金流量的现值。

预计未来现金流量应当以企业管理层批准的最近财务预算或者预测数据为基础，通常最长不得超过5年，除非企业管理层能够证明更长的期间是合理的。

资产组预计未来现金流量现值=明确的预测期期间的净现金流量现值+明确的预测期之后的净现金流量现值

预测期内每年净现金流量=息税折旧摊销前利润 (EBITDA)-资本性支出-净营运资本变动

明确的预测期之后的净现金流量=预测期内最后一年息税折旧摊销前利润 (EBITDA)-永续期资本性支出

八、估值过程和情况

北京北方接受恒泰艾普的委托，为恒泰艾普管理层准备财务报告进行资产减值测试提供价值参考而涉及的业务资产组的可收回金额进行了测算。根据本次估值目的和委估资产的具体情况，采用通行的方法对资产组进行了估值测算。具体估值过程如下：

（一）明确估值业务基本事项

本次业务承接总负责人与委托人进行了商谈，了解此次经济行为及委估资产的有关情况，明确估值目的、估值对象和范围，价值类型，估值基准日等基本事项。估值机构与委托人签订估值委托合同，对双方权利及义务进行约定。

（二）资料收集

本估值机构承接该估值业务后，由业务承办总负责人编制估值计划，确定本次估值业务整体技术方案。

（二）评定估算

对收集的估值资料进行分析、归纳和整理，形成估值测算的依据；根据估值对象、价值类型、估值资料收集情况等相关条件，选择适用的估值方法，选取相应的公式和参数进行分析、计算和判断，形成初步估值结果。

（三）内部审核、征求意见及出具报告

经过机构内部审核后，将估值结果与委托人进行沟通和汇报。根据沟通意见进行修改、完善后，将正式估值报告提交给委托人。

九、估值假设

由于委估资产组所处宏观、行业和企业经营环境的变化，必须建立一些假设以充分支持所得出的估值结论。在本次估值中采用的估值假设如下：

（一）前提假设

1、交易假设：假定估值对象已经处在交易过程中，估值机构根据待估值对象的交易条件等模拟市场进行估价。

2、持续经营假设：持续经营假设是估值对象的经营业务合法，并不会出现不可预见的因素导致其无法持续经营，资产现有用途不变并原地持续使用。

（二）一般假设

1、国家现行的宏观经济不发生重大变化；
2、资产组所处的社会经济环境以及所执行的税赋、税率等政策无重大变化；
3、假设资产组的经营管理人员能恪尽职守，资产组继续保持现有的经营管理模式持续经营；

4、本次估值测算的各项参数取值是按照不变价格体系确定的，不考虑通货膨胀因素的影响。

（三）特殊假设

1、本次估值以本估值报告所列明的特定估值目的为前提；
2、本次估值的各项资产均以估值基准日的实际存量为前提，有关资产的现行市价以估值基准日的有效价格为依据；
3、本次估值假设被估值单位未来年度各项优惠政策保持不变；
4、不考虑未来股东或其他方追加投资对资产组价值的影响；
5、假设业务正常经营所需的相关批准文件能够及时取得；
6、假设估值过程中设定的特定销售模式可以延续；

7、假设估值对象所涉及资产的购置、取得、建造过程均符合国家有关法律法规规定；

8、假设估值基准日后估值对象形成的现金流入为每年均匀流入，现金流出为每年均匀流出；

9、本次估值未考虑将来可能承担的抵押担保事宜，以及特殊的交易方可能追加付出的价格等对其估值结果的影响，也未考虑国家宏观经济政策发生变化以及遇有自然力和其它不可抗力对资产价格的影响。

估值机构认定这些前提条件在估值基准日时成立，当未来经济环境发生较大变化时，估值机构将不承担由于前提条件的改变而得出不同估值结果的责任。

十、估值说明

（一）宏观分析

2020年，各国经济又受到贸易保护主义和全球疫情的冲击。世界银行预计，美国经济预计下降3.6%，欧元区各国经济整体缩减7.4%，日本经济下降5.3%。2021年世界经济仍可能在疫情阴影笼罩之下，但经济活动将有所恢复，经济增速将有明显反弹。世界经济的恢复程度和增速反弹力度取决于新冠疫情本身的发展趋势，全球价值链的调整，美国政府的对外经济政策，各国财政货币政策的力度和效果，以及全球金融市场的稳定性等关键因素。

1. 世界经济呈现八大特点

受新冠疫情冲击，2020年世界经济出现深度衰退，总体上表现出八大特点。

一是全球GDP大幅负增长。国际货币基金组织估计，2020年全球GDP增长率按购买力平价（PPP）计算约为-4.4%。这是二战结束以来世界经济最大幅度的产出萎缩。上世纪80年代以来，世界经济经历了六次名义GDP的萎缩，2020年是少有的第一次实际GDP大幅萎缩。

二是失业率明显上升。疫情暴发前，世界主要经济体的失业率均处于历史低位。疫情暴发后，很多国家失业率明显上升。秋冬季疫情反弹，全球失业状况进一步恶化。

三是通货膨胀率普遍下降。全球主要经济体通货膨胀率均有所下降，部分经济体出现了通货紧缩。疫情及疫情防控导致各国供给和需求同时减少，但是通货膨胀率普遍下降的现象表明，各国需求受到的负面影响更大一些，全球宏观经济形势总体上表现为总需求不足。

四是国际贸易显著萎缩。受中美两国经贸摩擦以及美国与其他国家的贸易冲突影响，全球国际贸易在2019年出现了萎缩。2020年受新冠疫情冲击，国际贸易继续萎缩，且萎缩幅度显著扩大。2020年一季度和二季度，世界货物出口额同比增长率分别为-6.4%和-21.3%。比上年同期降幅分别扩大4.0个和18.1个百分点。

五是国际直接投资断崖式下跌。疫情不仅使投资机会减少，而且使已有的国际投资项目不得不推迟甚至取消。2020年上半年，全球FDI流入额比上年同期下降49%。联合国贸发会议估计，2020年全球国际直接投资流量将比2019年大幅下降40%。

六是全球金融市场大起大落。2020年全球疫情暴发后，主要经济体资本市场出现大幅震荡，美国股市四次熔断。各主要中央银行实施大力度货币宽松政策，并对金融市场和实体经济进行救助，推动各国股市重新走高，在实体经济衰退过程中制造出了股市繁荣。

七是全球债务水平快速攀升。受大规模经济救助和刺激政策影响，2020年全球政府债务水平大幅度攀升，且发达经济体政府债务水平上升幅度明显高于新兴市场和新兴经济体。发达经济体政府总债务与GDP之比一年之内提高20.2个百分点；新兴市场与中等收入经济体提高约10个百分点，总体上超过国际社会通用的所谓60%的警戒线；低收入发展中国家提高约5.5个百分点。各国企业债务也在2020年快速上升，但全球居民债务水平在疫情暴发后反而有所下降。居民债务水平下降主要是因为疫情限制了居民消费，同时也是因为政府救助缓解了居民收入下降。

八是国际大宗商品价格涨跌不一。2020年全球燃料价格指数下跌了约30%，除燃料以外的其他商品价格上涨了约15%。在燃料以外的其他商品中，食物价格指数上涨10%；农业原料价格指数上涨3%；矿物与金属类商品价格指数上涨20%，其中贵金属价格指数上涨约30%，矿物与非贵金属价格指数上涨13%。

2. 影响世界经济的五个关键因素

2021年世界经济仍可能在新冠疫情阴影笼罩之下，但经济活动会有所恢复，经济增速会有明显反弹，世界经济的恢复程度和增速反弹力度取决于一些关键的因素，其中包括：新冠疫情本身的发展趋势，全球价值链的调整，美国政府的对外经济政策，各国财政货币政策的力度和效果，以及全球金融市场的稳定性。

一是新冠肺炎疫情的发展趋势。

未来一段时期，特别是2021年的世界经济形势，在很大程度上取决于新冠疫情本身的发展趋势。从全球范围来看，新冠疫情还没有得到有效控制。但有两个因素可能导致2021年疫情控制取得有效进展。一是疫苗的投放使用；二是拜登政府上台，有利于美国疫情控制，也有利于国际抗疫合作。

总体来看，2021年新冠疫情仍将会持续，特别是2021年春季还存在进一步暴发的可能。同时，新冠疫情在2021年逐步得到控制的可能性也非常大，但是疫情会不会在2021年完全消失，仍然是个未知数。疫情越早得到有效控制，世界经济增速反弹就会越强劲；疫情越严重，世界经济恢复就越难实现。而且，只要疫情没有消失，世界经济就难以得到完全恢复。

二是全球价值链的调整。

2021年及未来几年，全球价值链将在两大因素作用下加速调整，其中一个因素是中美经贸摩擦，另一个因素是新冠疫情。

中美经贸冲突中加征关税和美对华高技术企业打压均引起全球价值链调整。加征关税带来的调整压力取决于中美之间是否能尽快达成取消加征关税的协议。美对华高技术企业的打压对全球价值链调整的影响更为深远。若美国对中国高技术企业进行持续打压，则中美之间在高技术领域的价值链将出现更大程度的分离，并引起全球价值链逐步分裂为两个体系甚至多个体系，而不是朝着一体化的方向发展。

新冠疫情使各国政府和依赖国际供应的企业均认识到外部供应链中断带来的安全风险，供应链安全将成为各国政府和企业考虑全球供应链布局的重要因素。安全因素将引起供应链朝着三个方向发展：一是更加自给自足的供应，二是更加多元化的供应，三是更加伙伴化的供应。上述三个发展方向表明，考虑安全因素

后，全球供应链中会有一部分向国家内部集中，但不会所有的全球供应链均成为国内供应链，全球供应链会因多元化和伙伴化供应关系的建立，继续在国际上扩张。

全球价值链的调整，将深刻影响国际贸易、国际投资、国际生产与分工格局，也将对世界经济增长造成影响。

三是美国政府的对外经济政策

特朗普政府“美国优先”的对外经济政策，破坏了稳定的多边经贸关系和多个区域及双边经贸关系，对国际贸易和投资以及世界经济增长均造成了较大负面影响。拜登政府上台后，美国与中国的战略竞争仍会继续存在，但是关税战升级的风险下降。若中美能较快取消所有加征关税，甚至达成更广泛的开放型经贸协议，则中美之间的贸易投资以及全球贸易投资均会受到积极影响，世界经济有望加速恢复。若中美之间迟迟达不成取消加征关税的协议，不仅中美贸易投资将继续受到抑制，全球贸易投资和世界经济恢复也将需要更长时间。在与中国科技企业的竞争问题上，拜登政府是继续采取对中国企业进行制裁和限制科技人员交流的方式，还是采取增强美国自身科技创新能力和科技企业竞争力的方式，对世界经济会带来完全不同的影响，前者不利于全球技术创新和世界经济增长，后者有利于世界经济创新发展。

拜登政府若致力于回到多边体系和通过区域协定来调整贸易投资政策，将对稳定全球贸易体系有一定帮助，跨太平洋和跨大西洋的贸易投资活动也可能受到积极影响。若拜登政府在区域贸易投资协定中采取一些排他性的安排，在国际经济规则调整中设置不利于发展中国家发挥优势的条款，则国际贸易投资活动仍将受到抑制，世界经济增长潜力将受到削弱。

四是各国财政货币政策的效果

2020年世界各国共推出财政计划11.7万亿美元，超过全年世界GDP的12%。全球主要央行除迅速降息或者保持负利率和采取收益率曲线控制外，还实施了大规模的量化宽松政策，美联储甚至采取无限量宽政策，约20个新兴市场经济体首次使用量化宽松。此外，央行直接对企业提供贷款、央行在一级市场直接购买政府债券等过去不被使用的手段被纷纷启用。财政货币政策得到极限式使用。

2021年需要进一步使用扩张性财政货币政策，但进一步使用扩张性财政货币政策将面临两大制约。一是财政能力的制约。2020年的大规模财政刺激已经大幅度提高了各国的财政赤字和政府债务水平，2021年进一步增加财政支出扩大政府债务受到的政治阻力会越来越大，特别是在美国、欧盟和一些主权债务余额较高的发展中国家。二是货币政策空间的制约。除中国等少数国家之外，各主要经济体的政策利率均已处于利率下限附近，几乎没有进一步降息的空间。量宽、直接给政府和企业提供资金等非常规货币政策虽然看起来仍有空间，但若通货膨胀率上升较快，或对通胀率上升存在担忧，则会对其造成较大约束。

财政能力约束和货币政策空间约束会对2021年各国的财政货币扩张力度和扩张时机造成影响，并降低其救助和刺激经济的效果。

五是金融市场的稳定性

疫情造成的经济衰退和大规模财政货币资金投放从三个方面极大地增加了金融体系的脆弱性。

企业收入大幅度下降和企业债务大幅度扩张，提高了企业的财务风险，降低了银行和整个金融部门的资产质量。财政和货币救助政策在很大程度上能纾缓企业的财务风险，但一旦救助停止，或者疫情延续使得企业收入增长过慢，企业的债务违约风险就可能爆发，企业倒闭和破产潮还可能对整个金融体系的稳定性造成冲击。

政府债务水平增长过快，主权债违约风险上升。特别是那些没有主权货币的重债欧元区国家，以及那些债务水平本来就高且再次快速上升的发展中国家，主权债违约风险尤其大。一旦某个国家出现主权债违约事件或者出现主权债融资难的事件，金融市场对主权债的信心就会受到较大冲击。这种情况既会造成金融市场动荡，也会制约各国进一步刺激经济的财政能力。

股市繁荣的实体经济基础不牢，股市下行风险较大。美国股市和世界主要经济体股市的市盈率均在2020年出现了快速上升，反映了股价表现和实体经济表现之间的严重背离。2001年和2007年美国股市崩溃前，市盈率均出现短时期内的急剧上升，说明没有实体经济支撑的股市繁荣是存在较大风险的。2021年实体经济会有所好转，这对股市稳定来说是有利的。但企业债务风险加大，财政支持力度

可能降低，企业财务不可持续的风险可能爆发，这些不稳定因素有可能造成股市震荡。

3. 2021 年世界经济增速可能反弹

据中国社会科学院世界经济与政治研究所预计，2021年世界经济按PPP计算的增长率约为5.5%，按市场汇率计算的增长率约为5.2%，均比2020年上升9.9个百分点。

2021年世界经济增速明显反弹的主要原因是疫情好转和世界应对疫情能力的提高。我们的估计略高于国际货币基金组织的估计，主要是考虑到三个因素：一是2020年四季度疫情再次暴发，将再次对世界经济造成较大负面影响，2021年的增长基数相对更低。二是拜登政府上台有利于美国疫情控制、国际抗疫合作以及国际经济合作。三是从目前来看，疫苗研发相对较为顺利，有利于2021年的全球疫情控制，特别是主要经济体的疫情控制。另外，考虑到2021年春季疫情仍有暴发的可能，且疫苗普及需要时间，再加上财政货币政策受到的约束和金融市场可能出现的风险，世界经济增速反弹乏力的风险仍然存在。

（二）行业分析

1. 全球油气行业发展与展望

2020年是极不平凡的一年，突如其来的新冠肺炎疫情、特朗普政府极端的“逆全球化”霸凌主义行径，严重搅乱了人类社会秩序，全球治理体系遭到很大破坏。世界经济陷入近百年来最严重的衰退，能源行业遭到重创，整个石油石化业受到剧烈冲击，经历了至暗时刻，呈现出很不寻常的特点。2021年，随着疫苗在全球使用，新冠肺炎疫情有望逐步得到缓解或遏制，下半年或将迎来拐点，全球经济和油气行业有可能进入“带疫”复苏回暖阶段。

1.1 全球一次能源消费10年来首次下降，新能源逆市增长

2020年，受新冠肺炎疫情突发、极端自然灾害频发及贸易保护主义影响，世界经济出现负增长。全球一次能源消费量出现近10年来的首次下降，估计为130.5亿吨油当量，较上年下降约4.5%。其中，化石能源消费量108.4亿吨油当量，同比减少5.9%（煤炭消费下降约5%、石油消费下降约8.8%、天然气降幅约3%）；非化石能源消费量22.1亿吨油当量，同比增加2.7%（水能、核能消费量与上年基本持

平，非水可再生能源增加约10%）。亚太地区仍是全球能源消费的重心，其一次能源消费占比达45%，较上年增加0.3个百分点。全年能源相关投资大幅下滑约15%~20%，其中化石能源投资减少约三成。全球能源清洁化进程由增量阶段进入提质阶段。2020年，在煤炭、石油等传统化石能源消费负增长的同时，非水可再生能源的表现亮眼，但规模有限，发展的重点在于新建非水可再生能源装机的入网与消纳。氢能利用受到国际能源界的高度关注，不少国家制定了氢能规划并开始付诸行动。欧盟公布了《欧洲气候法》，明确提出2050年实现碳中和目标；30多个国家围绕碳中和相继出台了各自的目标和行动计划，英国、日本等国公布了升级版的相关政策。预计未来5年，能源行业将围绕碳中和进入新的调整发展期。

1.2 世界石油供需降幅和库存创历史之最，国际油价首现负值

2020年，世界石油市场受到巨大冲击，全球石油需求比上年减少880万桶/日，石油供应同比减少660万桶/日，降幅双双创下历史之最。由于世界石油需求降幅显著大于供应降幅，全年市场平均供应过剩量达270万桶/日，全球石油库存水平也创历史纪录。国际油价呈现先大跌后震荡回升态势，全年布伦特原油期货均价仅为43美元/桶，较上年大降33%。二季度供应过剩程度达900万桶/日，导致石油库存大增，一再冲击库容上限，大量油轮被用作浮仓储油，导致3、4月份全球油轮运费大幅冲高。4月20日，因WTI交割地库容能力不足，首行合约临近到期，投资者为避免实物交割，多头被迫平仓，出现空杀多极端现象。当日，WTI原油期货盘中价格曾跌破-40美元/桶，出现了石油期货史上最为离奇的现象。

2021年，全球经济将处于“带疫”重启后的缓慢复苏阶段，世界石油市场将逐步回暖。预计世界石油需求同比增长570万桶/日，恢复至疫情前水平的97%。基准情景下，预计2021年世界石油供应增长110万桶/日，明显低于石油需求增量，从2020年的过剩270万桶/日转为短缺190万桶/日，全球石油库存将持续下降，但年底恢复至疫情前水平仍有一定难度；国际油价同比上涨，布伦特均价50~55美元/桶。新冠肺炎疫情发展、“欧佩克+”产量政策、美国新政府的政策取向、伊朗与委内瑞拉石油出口前景、中美关系、美元走势等因素均有可能导致油价超范围异动。

1.3 全球天然气市场量价齐跌，项目投资和贸易均受到冲击

2020年，受新冠肺炎疫情、宏观经济、国际油价走势等多重因素影响，全球天然气消费量出现10年来首次下降，估计为3.81万亿立方米，同比下降3%。其中，亚洲和中东地区分别小幅增长0.5%和1.2%，其他地区均出现不同幅度下降，北美和欧洲降幅分别为1.7%和7.1%。全球天然气产量出现-1.4%的负增长，其中北美产量小幅增长0.2%，中亚—俄罗斯地区产量下降7.9%。主要市场天然气价格创历史新低，亚洲LNG现货年均价为3.82美元/百万英热单位，同比下跌36.2%；欧洲TTF均价3.18美元/百万英热单位，同比下跌30.0%；北美亨利中心（Henry Hub）均价2.03美元/百万英热单位，同比下跌20.7%。

2020年，全球天然气贸易量下降，LNG贸易增速明显放缓。全球天然气贸易量1.25万亿立方米，同比下降2.6%。其中，管道气贸易量7545亿立方米，同比下降5.9%；LNG贸易量3.66亿吨，增速由上年的9.6%降至1.9%。亚洲LNG进口量同比增长4.4%，中国和印度贡献最大。LNG贸易合同呈现合同期缩短、合同量减少、与油价挂钩斜率保持低位等特点。

2021年，全球天然气市场将逐步复苏，需求有望回升到2019年水平，至3.93万亿立方米，增幅约3%，供需差较疫情前缩小，气价有望企稳回升。由于国际大石油公司天然气项目投资减少，最终投资决定（FID）少有达成，预计LNG项目产能增速将有所放缓。

1.4 全球油气发现储量大幅减少，勘探开发投资大幅下降

2020年，全球共获得179个油气发现，主要来自中东、非洲和拉美地区，新发现油气储量19.5亿吨油当量，同比大幅下降30%。其中，石油新增探明储量同比下降11%，天然气新增储量同比下降43%。超过1亿吨油当量的发现仅有4个，全部位于深海。受限产和需求下降影响，当年全球油气产量均出现下滑。其中，原油产量为42.0亿吨，同比下降6.3%，产量下滑前五位的国家依次为俄罗斯、利比亚、沙特阿拉伯、伊拉克和伊朗；天然气产量为4.0万亿立方米，同比下降1.4%，产量下滑前五位的国家依次为俄罗斯、委内瑞拉、埃及、卡塔尔和利比亚。

2020年，全球勘探开发投资支出3018亿美元，同比减少1507亿美元，降幅为33%。其中，北美陆上勘探开发资本支出下降87亿美元，降幅超过50%；欧洲和亚太地区海上投资分别下降28.1%和27.6%。预计2021年北美地区勘探开发投资将显

著反弹，而欧洲仍将延续下降态势。

2020年，全球工程技术服务市场规模约为1922亿美元，较上年萎缩近30%。投资者对上游项目开发更加慎重，勘探开发投资大幅减少，这种影响短期内难以消除。如果开发商继续减少新项目的投入，更多未获批的油气项目可能被取消或推迟。预计2021年，工程技术服务市场规模仍将有10%左右的下降空间。

预测2020—2024年，在开发和待开发油气田可有860万桶油当量/日新增产量，但其中1/4尚未获批。如果未来4年上游待批项目搁浅，全球油气产量增长将会受到较大影响。

1.5 世界炼油、乙烯产能增速明显放缓，主要运行指标远逊于上年

2020年，世界炼油能力增速明显放缓，总能力升至51.09亿吨/年，仅净增2790万吨/年，且新增产能主要来自中国。受油品需求严重萎缩影响，世界原油加工量从上年的8170万桶/日骤减至约7440万桶/日，降幅达8.9%。中国成为全球唯一原油加工量增长的国家，而欧洲、美洲、亚太、中东地区分别下降13.3%、13.6%、11.7%和11.2%。全球炼厂产能平均利用率从过去20年80%~90%的运行区间，下降至72%左右，创历史最低。为应对市场需求变化，全球炼厂调整产量和产品结构。汽油平均收率从上年的29.6%小幅降至29.3%，航空煤油收率从9.2%大幅调降至7.8%；柴油平均收率则从35.2%小幅增加到35.6%；作为主要石化原料的石脑油，平均收率从9.0%增加到9.2%。世界主要炼油中心毛利均大幅下滑，全球炼油综合毛利约为1.5美元/桶，大幅低于上年的3.8美元/桶，为本世纪以来最低水平。

2020年，世界乙烯需求总量约1.72亿吨，仅增150万吨，增幅为1%，明显低于往年。世界乙烯产能升至1.97亿吨/年，新增700万吨/年，增幅为3.4%，新增乙烯产能的64%来自中国。全球乙烯产能中，油基乙烯占比约为48%；乙烷基乙烯占比约为30%，较上年提高1.3个百分点。世界乙烯装置平均开工率从上年的90%降至85%左右。西欧和亚太乙烯价格运行空间整体下移，其中西欧乙烯平均价格较上年下降30%，东北亚和东南亚乙烯全年平均价格下跌13%~15%。世界乙烯毛利水平总体降低，美国乙烷裂解生产乙烯较亚太与西欧石脑油裂解生产乙烯的成本优势有所缩小。

2021年，预计世界新增炼油能力约4685万吨/年，炼油总能力达51.6亿吨/年，

新增炼油能力将主要来自中东地区。世界炼油业总体运行情况将好于2020年，但产能利用率和炼油毛利难以恢复到疫情暴发之前的水平。预计乙烯新增产能约950万吨/年，新增产能主要来自中国、美国和印度，世界乙烯总产能将突破2亿吨/年大关。在产能大幅增加而需求恢复缓慢的情况下，世界乙烯行业运行情况仍不容乐观。

1.6 油气资产交易量与金额双减，美国页岩油气行业开启整合潮

2020年，全球油气上游资产完成交易165起，同比下降17%，交易金额991亿美元，同比下降63%，为近15年来最低点。其中，北美地区上游资产交易数量为103起，交易金额为594亿美元，占全球总交易额的60%。下游资产交易数量为84起，同比略有增加，但交易金额仅为686亿美元，较上年大幅下降近47%，欧美和亚太地区相对活跃。严峻形势打击了投资者信心，探明储量交易价格断崖式下跌至4.36美元/桶，同比下降54%；2P储量交易价格为2.87美元/桶，较上年下降42%。预计2021年油气储量交易价格将继续保持低位。

2020年，美国主要页岩油气生产商通过并购，在短时间内扩大规模、增强实力，页岩行业开启一轮整合潮，发生了多笔大型交易。其中，康菲公司以97亿美元收购了页岩钻探公司康乔资源(ConchoResources)，成为当年最大的资产交易，而当年国际大石油公司出售上游资产仅25亿美元。由于对未来行业发展趋势判断和公司战略方向选择出现分歧，欧洲和美国公司在并购市场上表现迥异。道达尔、壳牌、BP等公司并没有抄底油气资产，而雪佛龙则趁低价收购战略资产。以往活跃的国家石油公司因疫情和资金紧张而无余力出手，预计随着全球新冠疫情好转、油气需求和国际油价回升，国家石油公司仍可能重新成为国际油气资产交易的重要买家。

1.7 国际石油公司经营业绩大幅下滑，欧美公司加快谋划能源个性化转型

2020年，国际石油公司的经营业绩遭受重创，经历了有史以来最糟糕的二季度，上半年五大国际公司合计亏损541.74亿美元；原油加工量、油品销售、营业收入、资本支出分别下降10%、16%、38.28%和15.2%；油气产量下降1.4%；出现了罕见的全产业链同降的情况。三季度走势分化，壳牌、道达尔开始扭亏为盈，而埃克森美孚、BP、雪佛龙继续亏损。国际石油公司股价走低，埃克森美孚、雪佛

龙以及道达尔股票先后下探至历史低点，埃克森美孚甚至首次被移出道琼斯工业平均指数。

为应对这一冲击，国际大石油公司迅速调整经营策略，大幅削减投资规模，及时下调产量目标，同时采取一系列措施，加大成本管控力度，降薪裁员、调整股息、减记资产。疫情之下，多家石油公司实施了新一轮裁员，并采取居家远程办公等灵活方式节约成本：雪佛龙计划将全球员工数量削减10%~15%；BP表示将裁减1万人，约占总员工总量的14.3%；埃克森美孚表示，未来两年将在全球范围裁减15%的员工。在股息政策上，壳牌将股息大幅削减2/3，这是该公司自1945年以来首次下调股息；BP宣布削减股息50%，这是其10年来首次削减股息；道达尔、壳牌和雪佛龙则宣布暂停原来的股票回购计划。国际大石油公司还普遍下调对未来油价的预期，进行了不同程度的资产减值处理，壳牌资产减记220亿美元，主要包括澳大利亚天然气资产、北美非常规和巴西深海资产；道达尔资产减记近90亿美元，主要是加拿大油砂资产；埃克森美孚拟减记200亿美元，主要是天然气资产。国际大石油公司同时调整产业结构，加快剥离非核心资产，不再单纯追求规模和产量的持续增长，投资转向低成本、短周期、回报快的资产，加大天然气资产占比。道达尔表示，未来10年的能源产量增长一半将来自LNG。

国际大石油公司普遍收缩炼化业务，关闭或出售小旧的非核心炼厂，布局亚太等具有需求增长潜力的地区。壳牌提出将油气生产成本削减40%，重塑炼油业务，向更小更智能的炼油组合发展。国际大石油公司制定了个性化智能化的绿色低碳转型路径。BP和壳牌专门成立相关机构，促进新业务发展。壳牌、道达尔等投资6.8亿美元进行“北极光”碳捕集与封存（CCS）项目。埃克森美孚与其他专业公司合作，计划工业规模推广碳捕集技术。BP、道达尔、壳牌公司还加快介入电力领域布局，加大风电、光伏和气电等业务的投入。BP积极发展绿色制氢，寻求合作伙伴在德国建立氢能网络；利用成熟的销售网络和品牌优势，从充电、储能、充电终端等多方面进行高级移动出行布局。BP收购美国最大的碳排放削减开发商Finite Carbon，壳牌收购环境服务公司Select Carbon，推动公司加快从碳汇技术和服务的购买方向供应商转变。此外，国际大石油公司明确了数字化转型方向，确立了各自的发展重点。壳牌将重点聚焦于提高效率和降低排放的智能技术，BP

聚焦传统领先技术领域的智能化发展。油井机器人与高性能计算成为所有公司的必选项。

（三）资产组基本情况

资产组包括三块油田区块的开采设备、设施以及 St. Mary 油田勘探权。RRTL 根据“增量生产共享合同”在特尼达地区享有三家油田运营权益，该三家油田已生产超过 75 年，并开发超过 600 口油井，其中大约 180 口油井的生产区域深度在 400 至 4000 英尺。2018 年平均产量为 643 桶/天、2019 年平均产量为 504 桶/天，2020 年平均产量为 308 桶/天。三个油田区块具体描述如下：

Beach-Marcelle Block（以下简称“BM 油田”）

油田区块占地面积为 3,964 英亩，包含海滩和马塞勒山谷地区。1902 年 5 月，在 Beach Marcelle 油田（GY1 区域）上开发了第一口井，该区域累计开发超过 250 口油井。

Morne Diablo Farmout Block（以下简称“MD 油田”）

油田区块占地面积 9,300 英亩，其中包含 1938 年发现的 Morne Diablo 油田，累计开发超 340 口油井。

South Quarry Farmout Block（以下简称“SQ 油田”）

油田区块占地面积 3,700 英亩，与 Morne Diablo 油田的西侧相邻。South Quarry 油田在 1938 年被发现，该区块上累计开发超 95 口油井。

St. Mary

RRTL 公司曾在 2017 年 11 月对该区块进行过评估，在有前景的 15 个地区，利用地震资料进行评价后认为，这些前期评价的有利区带，没有发现有价值的圈闭。但是存在岩性上倾尖灭圈闭的可能。目前没有储量的估算。

1、权属及合约情况

三个油田增量生产服务合同分别于 2020 年 1 月 31 日、2021 年 12 月 31 日、2021 年 12 月 31 日到期。

BM 油田续约进程如下：

2019 年 10 月 18 日 RRTL 和恒泰艾普联合向国家石油公司提交续约核心条款；

2019 年 11 月 7 日三方会议，国家石油公司承诺在 2020 年 1 月 31 日合同到期前发信允许继续开采，预计正式续约时间为 2020 年 3 月 31 日。

2020 年 3 月 9 日开启续约谈判，4 月 7 日结束。

2020 年 3 月 31 日，双方达成一致，因涉及国家石油公司所属 274 口生产井（目前日产量 280 桶）无偿转交给 RRTL 统一开发，此事项需要国家石油公司董事会批准。因此国家石油公司发信将原有合同延期至 2020 年 6 月 30 日，上述批准完成后再签署正式新合同。

由于双方在某些方面存在分歧，BM 没有按照原来计划重新续约，目前拿到了至 2021 年 4 月 30 日之前的合约，但目前看来续约已不存在实质性障碍，不确定性为上述涉及国家石油公司董事会批准的条款有调整的可能性。公司业务的正常运行没有受到合同续约的任何影响。

MD 及 SQ 油田按照合作惯例，该合同续签的可能性很大。

St. Mary 油田的勘探合同签约主体是特多能源与能源工业部，但是具体核心条款也由国家石油公司把控，因此 St. Mary 油田与 MD 油田和 SQ 油田的续约进程都与 BM 油田的续约进程类似。

综上所述，根据目前与国家石油公司交流的反馈情况，所有油田的续约基本没有技术性障碍。不确定性来自外部政治、经济环境等不可抗力的变化。恒泰艾普也会根据外部环境的变化随时调整开发策略，以适应外部环境、国家石油公司的新要求。

2、含油盆地情况说明

MD、SQ、BM 石油区块地理位置如下图所示。

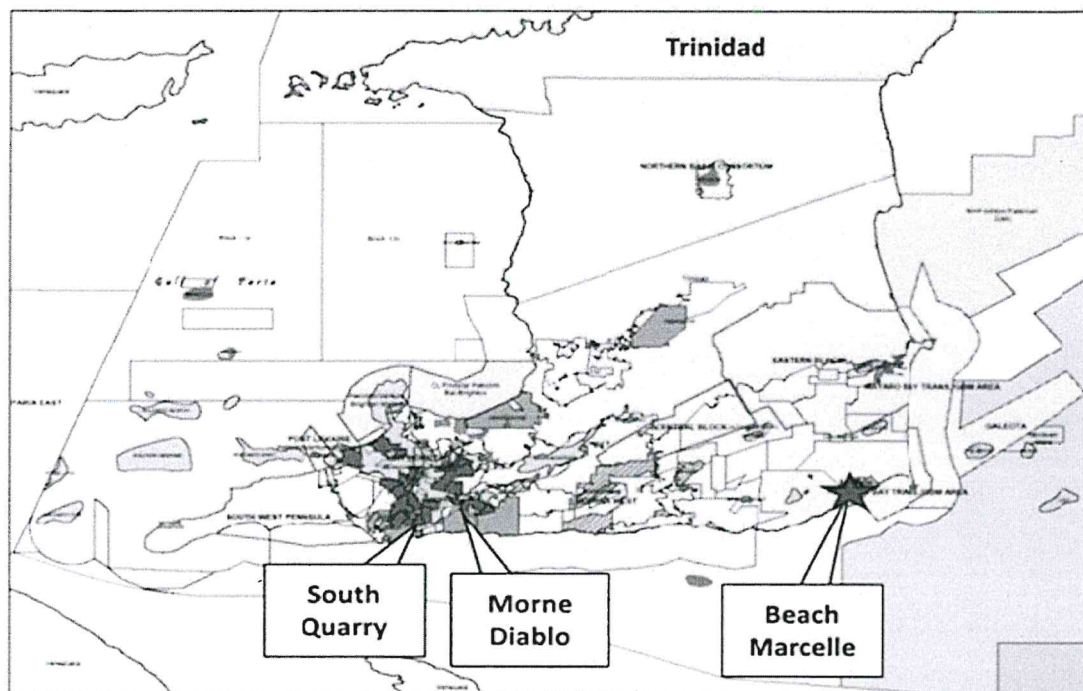


图 4-1 MD、SQ、BM 石油区块地理位置

三个区块均位于 Trinidad 盆地南部边缘的中西部。Trinidad 盆地为新生代前陆盆地，处于南美洲的东北缘，盆地油气约 129 亿桶原油当量。Trinidad 盆地常作为东 Venezuela 盆地的东向延伸部分，二者均是逆冲断层发育、受到区域压扭坐拥，具有相似的构造背景。Trinidad 盆地勘探较为成熟，其中盆地陆上勘探前景中等，而海上部分勘探前景极高，同时，勘探表明油田主要分布在特尼达盆地中西部，气田分布在中部海上。从三个油田项目所处的位置来看，位于盆地油气富集带上，具有良好的成藏条件。如下图 4-2 所示。

Trinidad 盆地主要构造为逆冲断层和走滑断层，断层基本控制了彭迪构造格局，断层在盆地北部的逆冲褶皱带最发育。白垩系 Gautier 和 Naparima Hill 组是 Trinidad 盆地主要的源岩，烃源岩质量最好。Gautier 组发育富有有机质页岩，TOC 含量高达 7.5%。Naparima Hill 组岩性基本为富有机质、含钙质、硅质的泥岩和页岩，TOC 高达 8%，氢指数达 640mg/g，干酪根类型为 II 型，以生油为主。盆地石油地质特征如下图 4-3

恒泰艾普集团股份有限公司拟对合并Range Resources Trinidad Limited.
形成的资产组进行减值测试所涉及其拥有的油气资产可收回金额估值报告

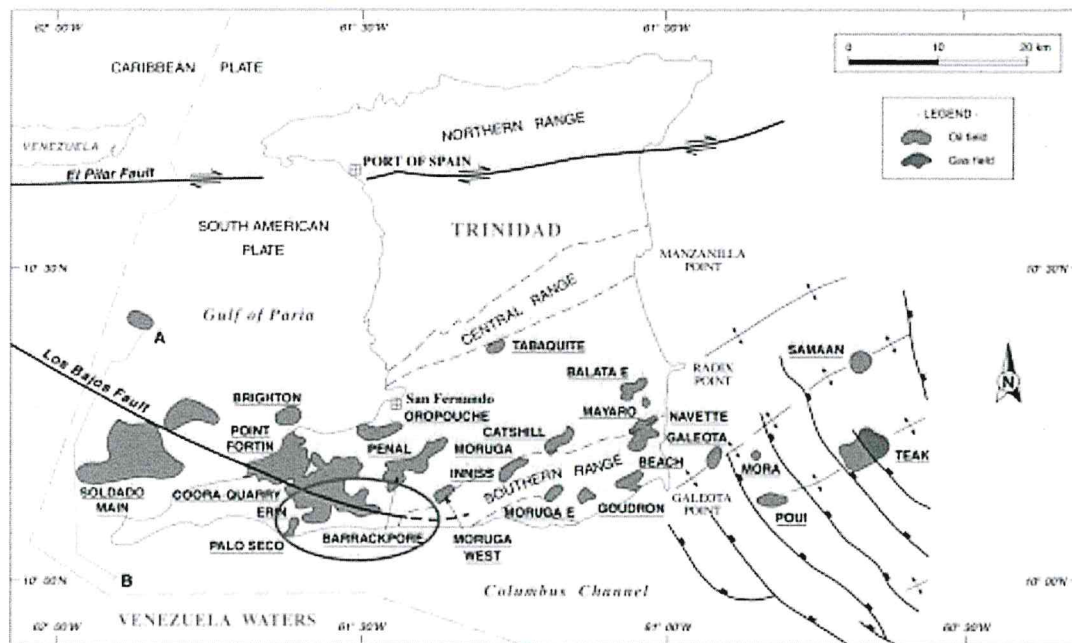


图 4-2 油田区块在含油盆地中的位置图

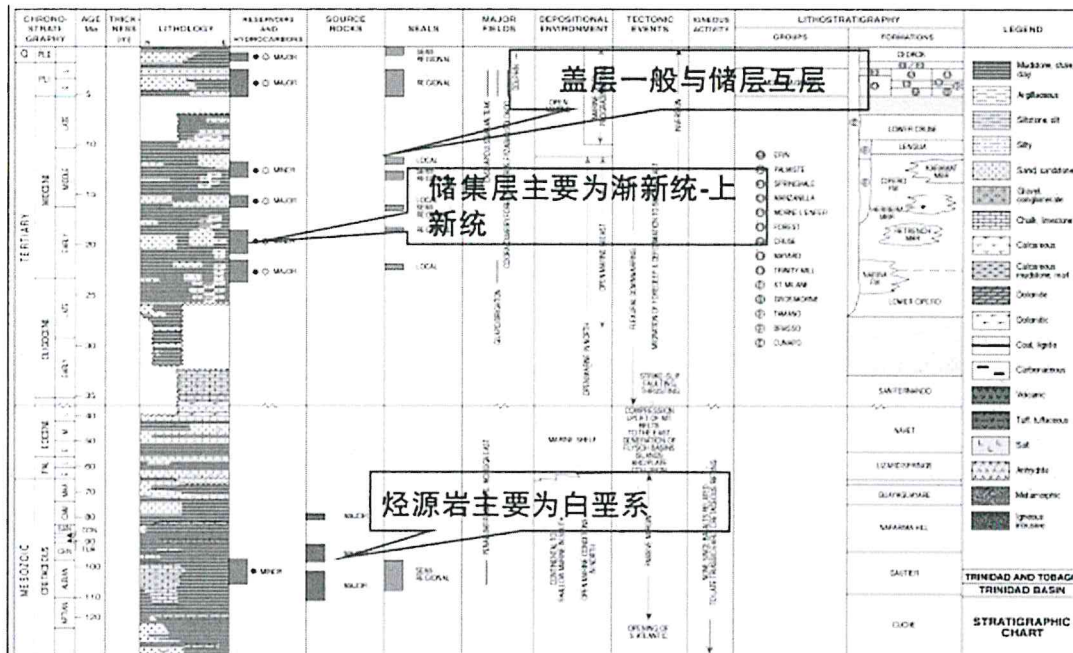


图 4-3 盆地石油地质特征

北京北方亚事资产评估事务所（特殊普通合伙）地址：北京市西城区广内大街6号枫桦豪景A座
电话：010-83557569 传真：010-83543089 E-mail: bfys@ien.com.cn 邮编：100053

3、BM 油田油藏地质特征

研究区整体表现为一个 NEE 向倾伏的背斜构造。主要断层三条：N Marcel 断层、M Marcel 断层、S Main 断层，断层性质为逆冲断层并带有一定程度的右旋走滑特征，走向 NE、NEE，倾向 NNW、NW。其中 N Marcel 断层和 S Main 断层将研究区分为两个次一级构造单元。S Main 断层以北的北翼和 N Marcel 断层以南的南翼。在北翼构造单元上发育一系列的次级断层，走向 NE、近 N-S，与 S Main 断层共同形成扫帚状的断裂系统。该断裂带将其划分为若干个断块（断阶或者地堑、地垒），将构造复杂化。在南翼构造单元上存在类似的特征。构造圈闭较为发育。已部署的井位均在构造有利部位。

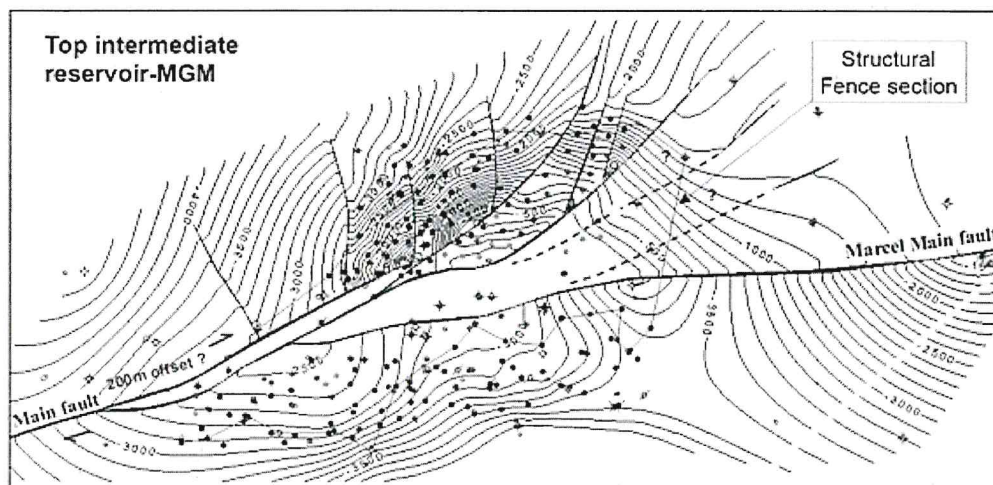


图 4-4 BM 油田 MGM 层顶面构造图

BM 油田主要目的层为 Gros Morne (GM)，分为 Upper Gros Morne (UGM)，Middle Gros Morne (MGM) 和 Lower Gros Morne (LGM)。下部的 Lower Gros Morne (LGM) 层目前钻遇的井较少。MGM 层的 2, 3 砂组和 UGM 层的 6 砂组为主力储层。储层岩性为砂岩，储层厚度大，MGM 层储层厚度 100—700ft，UGM 层储层厚度 150—600ft，储层孔隙度 20%—30%，渗透率 20—200md，为中孔中低渗储层。原油性质较好，原油粘度 3-15 厘泊，API° 为 24-38，中质原油；地层水矿化度 15000-30000ppm，CaCl₂ 水型。常温常压系统，油藏主要受构造控制，油气分布在构造高部位，属于构造油藏，边底水不活跃。油藏驱动类型为溶解气驱、弹性驱和边底水驱。

通过综合分析，BM 油田 SE、NE、SW、WF、1NE、C 区块剩余潜力大。

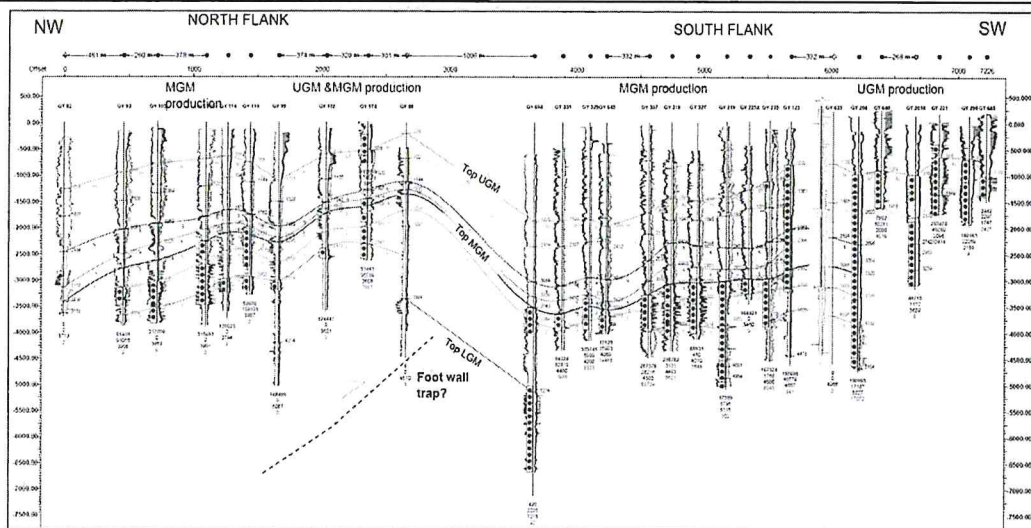
NE 区块为断块油藏，平面上划分 3 个单元计算储量。利用各区块油水界面和断层圈定各单元含油面积，采用容积法计算 6 砂组油藏石油地质储量，含油面积 0.2306Km^2 ，平均有效厚度 292ft，石油地质储量 15,040.6Mbb1。

SE 区块纵向上分 6 个单元计算储量。利用各区块油水界面和断层圈定各单元含油面积，含油叠合面积为 0.7983Km^2 。采用容积法计算 2、3 砂组油藏石油地质储量。各单元有效厚度 26ft—81ft，石油地质储量 37495.94Mbb1。

C 区块纵向上分 2、3 砂组两个单元计算储量。3 砂组油层位于构造高部位，利用油水界面圈定含油面积为 0.0823Km^2 ，2 砂组整个断块含油，以断层为边界圈定含油面积为 0.1366Km^2 。采用容积法计算 2、3 砂组油藏石油地质储量。叠合含油面积 0.1366Km^2 ，各单元平均有效厚度 83ft—70ft，石油地质储量 4,577.6Mbb1。

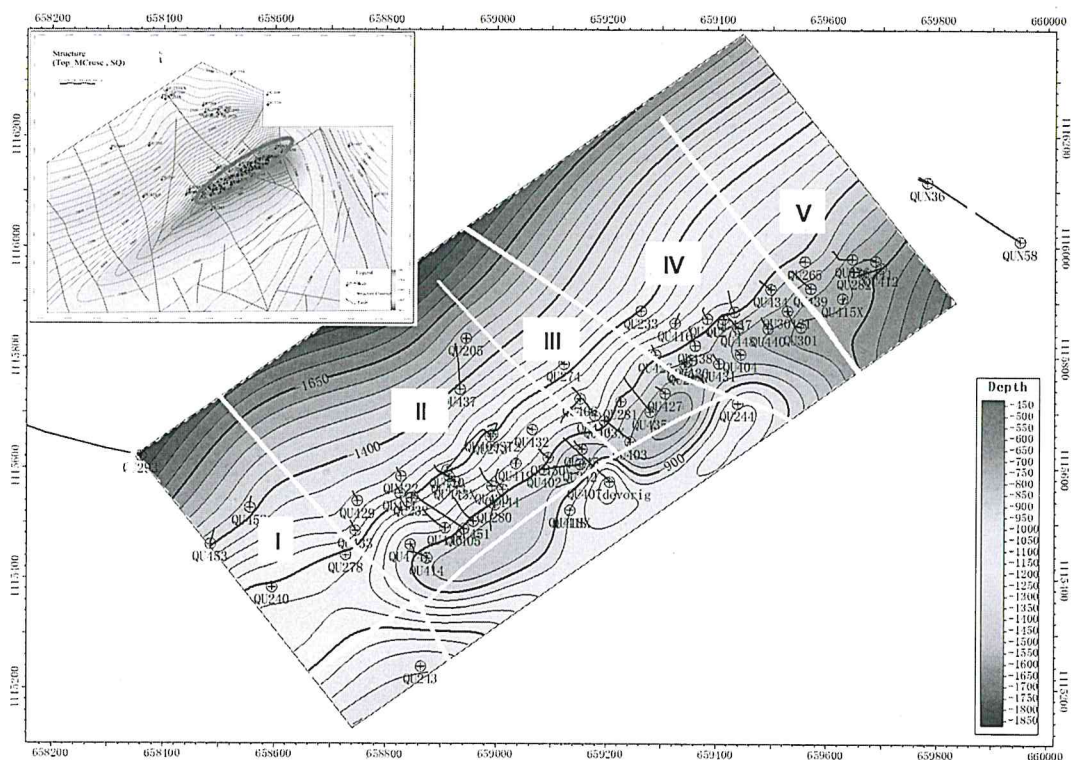
SW 区块纵向上分 6A、6B 砂组两个单元、平面上按断块分 A\B\C\D\E 五个计算单元进行储量计算。利用油水界面、断层边界及岩性边界圈定含油面积，叠合含油面积 0.8623Km^2 ，各单元平均有效厚度 49ft—302ft，石油地质储量 42,671.9Mbb1。

WF+1NE 区块纵向上分 1、2、3 砂组三个计算单元，平面上分 WF、1NE 两个断块为单元进行储量计算；WF 区块 2、3 砂组油水边界确定，以油水边界和断层边界圈定含油面积；1 砂组油水界面尚未确定，含油边界外推一个井距。叠合含油面积 0.4375Km^2 ，各砂组油层平均厚度 149—200ft，石油地质储量 44,671.05Mbb1，其中 1、2 砂组石油地质储量为 37,860.64Mbb1。1NE 区块仅 1 砂组含油，1 砂组油水界面尚未见到，含油边界外推一个井距，圈定含油面积 0.2794Km^2 ，石油地质储量 9,498.92Mbb1。



4、SQ 油田地质特征

开发区位于 SQ 背斜北翼, 构造形态为向西北倾的斜坡, 斜坡上发育北东—南西向和北西—南东向两组断层, 将油藏分割为不同的油藏单元 (图 4-6)。



储层为海侵背景下的三角洲前缘砂体，产层为 MCr 的 Q19 砂，该砂体发育稳定，连通性、物性较好，分为上、下两套砂，砂体间有稳定泥岩隔层。

油气主要分布在构造高部位，构造低部位为水，油气分布主要受构造控制，油藏类型为断块油藏（图 4-7），油藏主要以弹性驱、溶解气驱、边水驱动。

原始地层压力 429Psi&950ft (TVDSS)，压力系数 1.003，正常压力系统。原油密度 0.8534g/m³，原油粘度 3.69cp，体积系数 1.05。

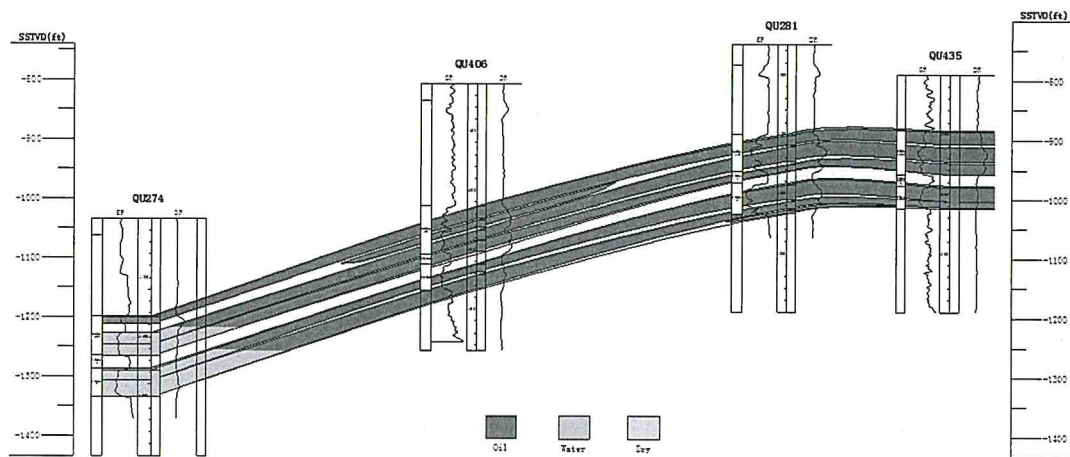


图 4-7 MCr 层 Q19 砂油藏剖面图

平面上分 5 个单元、纵向上分 2 个单元进行储量计算。根据各断块油水边界及断层边界圈定各单元含油面积，叠合含油面积 0.3643 km²，采用容积法计算油藏石油地质储量 6,296.55 Mbb1，其中 II、III 单元石油地质储量 3,827.28Mbb1。

5、MD 油田地质特征

开发主要目的层为中上新统的 Cruse 和 Forest 地层，Cruse 油藏埋深 1500ft—4000ft，Forest 油藏埋深 200ft—1500ft，部分井钻遇深部地层 Herrera 层，如下图 4-8 所示。

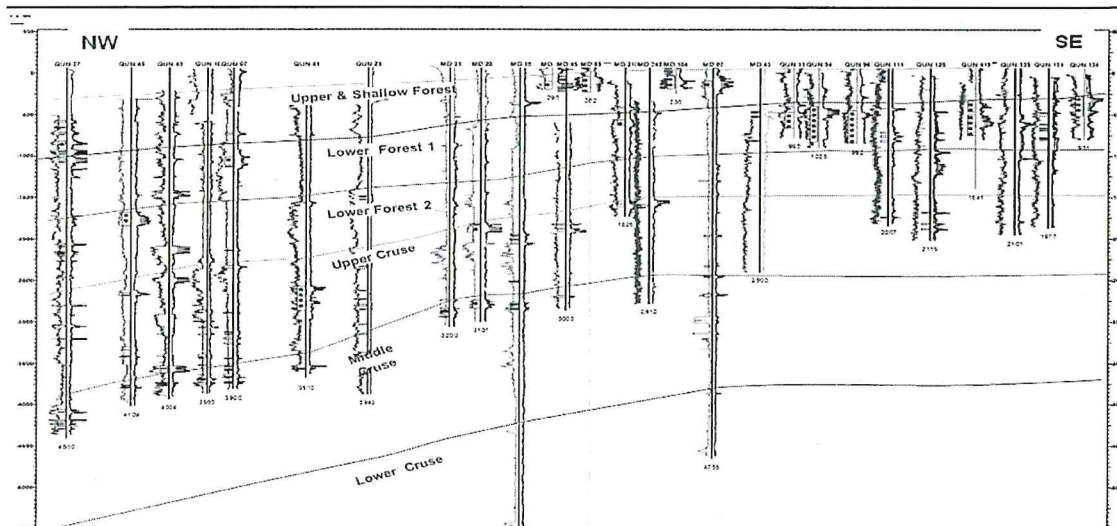


图 4-8 MD 油田地层对比图

包括 Main 区块和 EF & Pilot 区块。

Main 区块纵向上，油气分布受构造、岩性双重因素控制，油藏类型主要为构造背景下的岩性油藏，油藏主要以溶解气驱和弹性驱为主，断层附近存在底水驱动；原油为中质原油。纵向上分 4 个单元进行储量计算，以油水界面、岩性边界和断层边界圈定含油面积，叠合含油面积 0.35Km^2 ，石油地质储量 5940MbbL，其中注水开发方案中动用地质储量 4020MbbL。

EF & Pilot 区块主要生产层为 SF 层，油藏埋深 200-300ft。平面上分 EF 区和 Pilot 区两个计算单元，纵向上分 3 个单元进行储量计算，以油水边界及现有井外推 100m 圈定含油面积，叠合含油面积 0.235Km^2 ，石油地质储量 8780MbbL；其中 EF 区地质储量 6500MbbL，Pilot 区地质储量 2280MbbL。

Qun157 区块位于 MD 油田的东部，主要储油层为 LF 层的 LF1, LF2, LF3 砂组。油藏埋深-300ft 至-1100ft。纵向上分 LF1、LF2、LF3 三个油藏单元、平面上按断块分 QUN95, 129 两个计算单元进行储量计算。利用油水界面、断层边界及岩性边界圈定含油面积，叠合含油面积 0.2576Km^2 ，各单元平均有效厚度 28ft—32ft，石油地质储量 7119.3MbbL。

（四）估值模型

收益法是指通过将资产组预期收益资本化或折现以确定估值对象价值的估值方法。本次估值测算中，将油气资产所对应的矿产资源勘查、开发作为一个系统，北京北方亚事资产评估事务所（特殊普通合伙）地址：北京市西城区广内大街6号枫桦豪景A座
电话：010-83557569 传真：010-83543089 E-mail: bfys@ien.com.cn 邮编：100053

适合资源类资产的估值规范，未来收益是以油田未来可以开采的年度内按照资源开发规律进行开采产生的自由现金流量作为依据，经采用适当折现率折现加总后计算得出经营性资产价值。即：

资产组价值=资产组自由现金流量折现值

自有现金流模型参照矿业权估值中的折现现金流量法计算模型，具体模型如下：

$$P = \sum_t^n [(CI - CO)_t / (1 + i)^t]$$

式中：P—油气资产价值；

CI—现金流入量；

CO—现金流出量；

i—折现率；

t—年序号(t—首年折现期、首年折现期+1…n-1、n)；

n—末年折现期。

(五) 估值说明

1. 自由现金流量

本次估值的未来收益为资产组未来年度产生的资产组自由现金流。资产组自由现金流量指的是归属于资产组的现金流量。其计算公式为：

资产组自由现金流量=税后净利润+折旧与摊销+税后利息支出-资本性支出-净营运资金变动

2. 收益期

收益期限主要依据现有的储量报告以及历史年度的采出量。

三个油田增量生产服务合同分别于 2020 年 1 月 31 日、2021 年 12 月 31 日、2021 年 12 月 31 日到期，2020 年国家石油公司将原合同期延续到 2020 年 6 月 30 日，目前仍在正常开采，因此估值计算过程中按照可正常续约进行测算。

根据 Rockflow 以 2017 年 6 月 30 日为基准日出具的《COMPETENT PERSONS REPORT FOR ONSHORE TRINIDAD ASSETS BEACH MARCELLE MORNE DIABLO SOUTH QUARRY ST. MARY' S For Range Resources Ltd》，并扣除最近三年开采的油田量，作为

估值用的开采储量。根据企业提供的开采数据，自 2017 年 7 月以来，企业仅投入合同要求的最低钻井量和投资，并没有按照 2017 年 6 月 30 日储量编制时设定的钻井及投资进行，2019 年企业又聘请了 Rockflow 重新编制了新的储量和经济评价报告，并针对 BM 区块编制了新的开发利用方案。上述储量评价报告及注水开发方案，收益期限的截止日期均为 2031 年 12 月 31 日。

由于近两年受到新冠疫情和企业并购重组的影响，企业未按照既定的生产规模进行投资钻井和注水。根据企业提供的新的开发利用方案，目前企业的开发年限截止到 2035 年 6 月。根据油田开采的特征，每口井在建井后的产量均经过一定的变化曲线，因此由于新油井钻井的后延，其产油也将顺延到 2035 年 6 月。

本次估值中收益期限按照自 2021 年至 2035 年 6 月进行确定。

3. 销售价格预测

企业历史年度的销售量及价格统计如下表 5-1。

项目/年份	2019 年	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
MD 区块	售出桶数（桶）	7,862.00	6,942.00	6,580.00	6,678.00	6,062.00	5,345.00
	桶/美元	52.00	56.84	61.32	63.75	61.13	56.82
	总价（美元）	408,831.86	394,590.22	403,505.34	425,742.53	370,582.18	303,686.87
SQ 区块	售出桶数（桶）	1,076.00	771.00	1,022.00	1,570.00	1,409.00	1,432.00
	桶/美元	52.00	56.84	61.32	63.75	61.13	56.82
	总价（美元）	55,953.08	43,824.41	62,672.11	100,092.21	86,134.99	81,361.94
BM 区块	售出桶数（桶）	7,004.00	6,807.00	5,482.00	7,325.00	7,875.00	7,294.00
	桶/美元	52.00	56.84	61.32	63.75	61.13	56.82
	总价（美元）	364,215.00	386,916.69	336,172.69	466,990.73	481,414.50	414,423.20
合 计		828,999.94	825,331.32	802,350.14	992,825.47	938,131.67	799,472.01

续表 5-1

项目/年份	2019 年	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
MD 区块	售出桶数（桶）	8,243.00	6,650.00	6,493.00	5,900.00	3,987.00	6,137.00
	桶/美元	58.86	54.32	57.08	56.11	56.85	59.63
	总价（美元）	485,182.98	361,228.00	370,646.41	331,066.70	226,664.94	365,924.76
SQ 区块	售出桶数（桶）	1,751.00	1,672.00	1,579.00	1,204.00	963.00	885.00
	桶/美元	58.86	54.32	57.08	56.11	56.85	59.63
	总价（美元）	103,063.86	90,823.04	90,135.64	67,560.05	54,747.52	52,769.01
BM 区块	售出桶数（桶）	9,764.00	7,765.00	9,119.00	8,367.00	7,878.00	6,875.00
	桶/美元	58.86	54.32	57.08	56.11	56.85	59.63
	总价（美元）	574,709.04	421,794.80	520,549.00	469,497.47	447,872.18	409,928.75
合 计		1,162,955.88	873,845.84	981,331.05	868,124.22	729,284.64	828,622.52

恒泰艾普集团股份有限公司拟对合并Range Resources Trinidad Limited.
形成的资产组进行减值测试所涉及其拥有的油气资产可收回金额估值报告

续表 5-1

项目/年份	2020 年	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
MD 区块	售出桶数 (桶)	6,121	5,038	6,672	5,472	5,504	5,891
	桶/美元	58.209	51.573	28.835	18.280	26.114	34.926
	总价 (美元)	356,297.30	259,824.77	192,387.14	100,028.16	143,731.46	205,749.06
SQ 区块	售出桶数 (桶)	5,224	4,162	5,981	4,926	1,473	5,985
	桶/美元	58.209	51.573	28.835	18.280	26.114	34.926
	总价 (美元)	304,083.82	214,646.83	172,462.16	90,047.28	38,465.92	209,032.10
BM 区块	售出桶数 (桶)	1,235	1,383	1,658	1,142	-	914
	桶/美元	58.209	51.573	28.835	18.280	-	34.926
	总价 (美元)	71,888.12	71,325.46	47,808.44	20,875.76	0.00	31,922.36
合 计		732,269.24	545,797.06	412,657.74	210,951.20	182,197.38	446,703.52

续表 5-1

项目/年份	2020 年	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
MD 区块	售出桶数 (桶)	3,942	3,390	2,696	3,366	4,464	3,683
	桶/美元	38.892	40.836	38.177	33.563	36.950	43.023
	总价 (美元)	153,312.26	138,434.06	102,925.20	112,973.07	164,944.80	158,453.71
SQ 区块	售出桶数 (桶)	4,120	2,912	2,995	2,737	2,557	3,688
	桶/美元	38.892	40.836	38.177	33.563	36.950	43.023
	总价 (美元)	160,235.05	118,914.44	114,340.12	91,861.94	94,481.15	158,668.82
BM 区块	售出桶数 (桶)	820	510	365	522	389	411
	桶/美元	38.892	40.836	38.177	33.563	36.950	43.023
	总价 (美元)	31,891.44	20,826.36	13,934.61	17,519.89	14,373.55	17,682.45
合 计		1,162,955.88	345,438.75	278,174.86	231,199.93	222,354.90	273,799.50

公开资料查询的布伦特原油现货与期货价格，WTI 原油期货价格如下图所示：

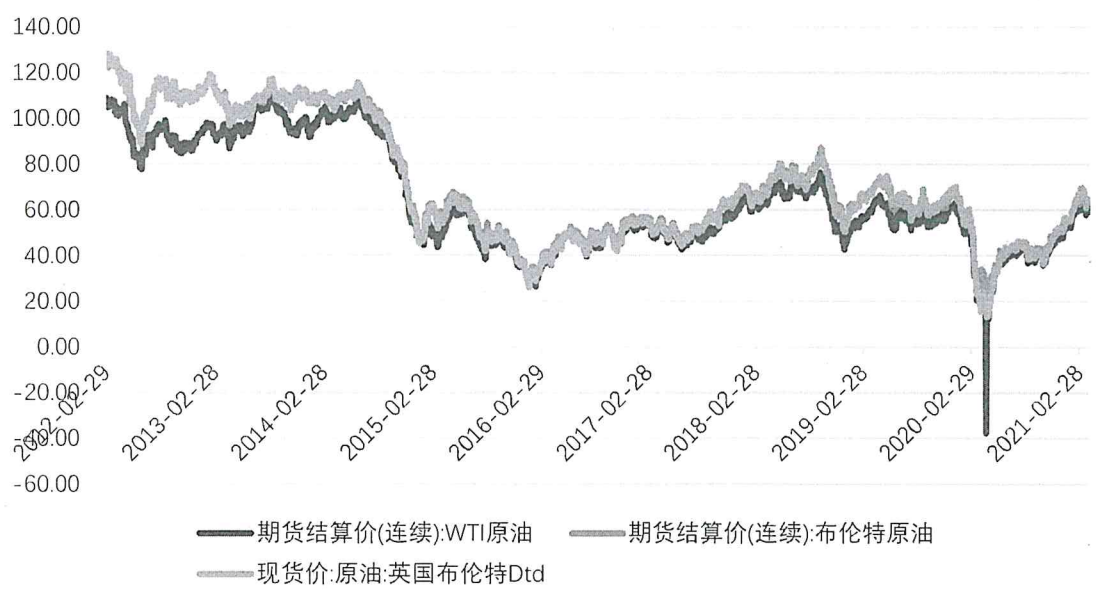


图 5-1 原油历史交易价格

石油常被称为“工业的血液”。其实，石油不仅仅是“工业的血液”，在我们生活的这个世界中，大到工业、农业、交通、国防，小到每个人日常生活的衣食住行用，都与石油密不可分。在国际能源市场及相关技术水平未发生重大变化时，石油的需求无明显降低。随着时间的推移，疫情对经济的影响将逐渐减少，石油的需求也将逐渐回升，其期货价格也将随着需求的增加而回归正常。

由于受到疫情的影响，2020 年全年原油销售价格低于近 10 年的历史年度，但至目前其价格出现了大幅的反弹，基准日后 WTI 原油的价格甚至超过了 60 美元/桶，最高达到 66 美元/桶。随着新冠疫苗的推广，疫情必将过去，正常的运转也即将开始，石油价格经过报复性上涨后，必然会回复正常的价格水平。针对后疫情时代，不少机构对油价进行了预测，其中对北美地区原油销售价格预测的数据以 McDaniel & Associates 咨询公司、GLJ Price Deck、Sproule - GTI 具有较高的权威性。

收集到的三个机构预测的未来 WTI 原油价格如下表：

表 5-2 国外机构预测的未来 10 年石油价格 美元/桶

	McDaniel & Associates Consultants Ltd.	GLJ Price Deck	Sproule - GTI
2021	47.50	48.00	46.00

恒泰艾普集团股份有限公司拟对合并Range Resources Trinidad Limited.
形成的资产组进行减值测试所涉及其拥有的油气资产可收回金额估值报告

2022	50.00	50.99	48.00
2023	50.00	52.90	53.00
2024	50.00	55.00	54.06
2025	50.00	55.00	55.14
2026	50.00	55.00	56.24
2027	50.00	55.00	57.37
2028	50.00	55.00	58.52
2029	50.00	55.00	59.69
2030	50.00	55.00	60.88
2031	50.00	55.00	62.10

其中 Sproule - GTI 的价格考虑了通胀率为 2%。上述价格是在 2021 年 1 月作出的预测，与目前价格走势已经有较大的差距，因此估值中参考了矿业权评估准则，结合现行的价格来确定未来的销售价格。评估基准日前 5 年 2016 年至 2020 年 WTI 的平均原油价格为 51.33 美元/桶，预计 3 年后的 WTI 为 50.00 美元/桶，最近三年从 55 美元/桶逐步下降至 50.00 美元/桶，按照不变价原则进行处理。

RRTL 公司石油定向出售至特多石油公司。根据 Rockflow 出具的《BEACH MARCELLE FIELD WID EWATER FLOOD PLAN》（以下简称“注水开采方案”），RRTL 历史石油出售价相对于 WTI 油价折扣为 5.5%。本次对于未来的油价预测以 WTI 油价预测为基础，采用“注水开采方案”中 WTI 油价折扣 5.5%，确定未来 RRTL 石油售价。同时结合最近三个月石油的实际销售价格，评估计算期内选取如下表所示。

表 5-3 估值中选取的原油销售价格 美元/桶

年份	估值选取折扣后价格	预测 WTI 平均价格
2021	51.98	55.00
2022	50.09	53.00
2023	47.25	50.00
2024	47.25	50.00
2025	47.25	50.00
2026	47.25	50.00
2027	47.25	50.00
2028	47.25	50.00
2029	47.25	50.00
2030	47.25	50.00
2031	47.25	50.00
2032	47.25	50.00
2033	47.25	50.00
2034	47.25	50.00
2035	47.25	50.00

北京北方亚事资产评估事务所（特殊普通合伙）地址：北京市西城区广内大街6号枫桦豪景A座
电话：010-83557569 传真：010-83543089 E-mail: bfys@ien.com.cn 邮编：100053

4. 产油量预测

储量的主要依据为 2017 年的储量报告，2019 年对 BM 区块的注水开发方案。其中 2017 年的储量报告包含了三个区块和勘查区的所有储量，2019 年的注水开发方案与 2017 年相比，变化不大。根据 2017 年储量报告，三个区块的储量如下表所示：

表 5-4 2017 年 6 月 30 日储量统计表

原油储量	总可采储量 (MMstb)			归属于 RRTL 的储量 (MMstb)		
Asset	Low (1P)	Mid (2P)	High (3P)	Low (1P)	Mid (2P)	High (3P)
BM 区块	5.867	9.524	13.275	5.867	9.524	13.275
MD 区块	3.261	5.014	7.419	3.261	5.014	7.419
SQ 区块	0.854	1.500	2.208	0.854	1.500	2.208
合 计	9.982	16.038	22.901	9.982	16.038	22.901

同时 Rockflow 也估算了暂时不开发的资源量

表 5-5 2017 年 6 月 30 日暂不开发资源量

原油储量	资源量 (MMstb)			归属于 RRTL 的资源量 (MMstb)		
Asset	Low (1C)	Mid (2C)	High (3C)	Low (1C)	Mid (2C)	High (3C)
BM 区块	0.273	0.273	0.273	0.273	0.273	0.273
MD 区块	1.099	1.710	6.509	1.099	1.710	6.509
SQ 区块	0.065	0.319	0.528	0.065	0.319	0.528
合 计	1.437	2.302	7.310	1.437	2.302	7.310

根据国内矿业权准则和国际估算的惯例，估值过程中仅考虑 2P 储量。

由于 RRTL 公司的并购重组等一系列问题和 2020 年新型冠状病毒等事项，该区块油田增产技术（注水方案）一直没有全面推进，只是保持了合约中要求的最低钻井数量及投资，根据企业的介绍，原定于 2017 年即开始的钻井和注水方案推迟至 2021 年下半年开始执行，因此大部分新增的油井和注水推迟了 4.5 年，因此其 2P 的生产期限也将推迟 4.5 年。

根据企业提供的《RANGE RESOURCES TRINIDAD LTD. AT DECEMBER 31, 2020 PP&E DEPRECIATION, DEPLETION & AMORTIZATION》三区块 2017 年 7 月至 2020 年 12 月共计采出储量分别为 BM 区块 302,770.06 桶，MD 区块 290,963.99 桶，SQ 区块 48,397.98 桶。因此 2P 储量分别为 BM 区块 9,221,230 桶，MD 区块 4,723,036 桶，SQ 区块 1,451,602 桶。

北京北方亚事资产评估事务所（特殊普通合伙）地址：北京市西城区广内大街6号枫桦豪景A座
电话：010-83557569 传真：010-83543089 E-mail: bfys@ien.com.cn 邮编：100053

企业提供的后续投资计划中考虑了新增的 SP 储量，三区块的 2P 储量分别为 9,735,937 桶、5,109,233 桶、1,535,923 桶。由于增加储量缺少第三方的储量估算及认定，估值中根据剩余储量与企业提供未来开采的总产量的比例来确定各区块每年的采出量，前三个月的储量采用了企业实际采出的数据。

自 2021 年 1 月至 2035 年 6 月各区块采出量如下：

表 5-6 未来预测期内各区块的开采量 单位：桶

年份	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
BM 区块	34,398	66,561	396,893	987,826	1,194,924	966,760	867,706	800,401
MD 区块	550,592	726,603	1,156,709	1,458,015	1,265,628	906,796	600,605	440,459
SQ 区块	20,689	86,122	193,098	263,931	261,734	181,376	115,317	83,111

续表 5-6

年份	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
BM 区块	738,604	703,704	602,070	581,951	512,857	580,289	185,962
MD 区块	322,020	253,757	187,176	160,206	126,925	133,470	42,039
SQ 区块	65,001	51,472	35,902	31,460	25,983	27,780	8,625

假设生产的原油全部在当期销售，则生产产量与价格的乘积即为销售收入。

5. 资本性支出的预测

①新增钻井及注水资本性支出

三区块目前开采情况如下：

BM、MD、SQ 油田以往的开采方式都是靠地层天然能量开发，而三个油田由于地层天然能量不足，边底水能量弱，驱油动力不足，导致原油采出量低，剩余油潜力较大；通过注水补充地层能量进行二次开发，可大大提高原油的采出量。注水试验后对不同的区块进行了部署的重新调整。

BM 油田的 SE 区块现井网共部署了 20 口井，其中 12 口油井全部为老井利用，8 口注水井（新钻 2 口，老井转注 6 口）。C 区块现井网共部署了 17 口井，其中 11 口油井全部为老井利用，6 口注水井（新钻 4 口，老井转注 2 口）。NE 区块现井网共部署了 20 口井，其中 13 口油井全部为老井利用，7 口注水井（新钻 5 口，老井转注 2 口）。WF 区块共部署 24 口井，其中油井 12 口，注水井 12 口，全部为老井

利用。1NE 区块共部署 16 口井，其中油井 10 口（新钻 1 口，老井利用 9 口），注水井 6 口（新钻 1 口，老井利用 5 口）。SW 区块共部署 50 口井，其中油井 29 口（新钻 2 口，老井利用 27 口），注水井 21 口（新钻 7 口，老井转注 14 口）。

MD 油田的 EF&Pilot 区块采用两套井网；上套井网部署油井 13 口，注水井 10 口，全部为老井利用；下套井网部署油井 14 口，注水井 14 口，全部为老井利用。MD 油田的 QUN157 区块共部署了 48 口井，其中油井 25 口，水井 23 口，全部为老井利用。

根据上述，新增钻井的统计如下表：

新老油井部署方案如下表：

表 5-7 新老油井部署方案

时间	2021	2022	2023	2024	2025
B M	GY 185 (Re-Enter Deepen) (PUD)		GY 140NE (PUD)	GY 161NW (PUD)	GY 180SW (PUD)
			GY 164W (PUD)	GY 164SE (PUD)	GY 180SW (Shallow) (PUD)
			GY 302NE (PUD)	GY 068NW (PUD)	GY 162NW (PUD)
			GY 303S (PUD)	GY 117SE (PUD)	
				GY 161 (Re-Enter Deepen) (PUD)	
Toatl: 13		0	4	5	3
S Q		QU 246 Area Fill #01 (P1) (PUD)	QU 422 deepen (PUD)	QU 245 Area #01 (P1) (PUD)	MK2 sand QU448-1 (PUD)
			MK2 sand QU444-1 (PUD)	PS 1098 Area #01 (P1) (PUD)	MK2 sand QU 401x-1 (P+UD)
			MK2 sand QU435-1 (PUD)	PS 1093 Area Rep #01 (P1) (PUD)	MK2 sand QU 401x-2 (P+UD)
			MK2 sand QU420-1 (PUD)	QU 262 R (PUD)	MK2 sand QU 401x-3 (P+UD)
			QU 246 Area Step #02 (P1) (PUD)	QU 255 NE (PUD)	MK2 sand QU 401x-4 (P+UD)
			QU 246 Area Step #01 (P1) (PUD)	QU 246 SW (PUD)	MK2 sand QU 448-1 (incr) (P+UD)
			QU 246 Area Fill #05 (P1) (PUD)	QU 246 NE (PUD)	QU 246 Area Fill #03 (P1) (PUD)
			QU 277 SW (P+UD)	QU 422 R (P+UD)	QU 246 Area Fill #04 (P1) (PUD)
			MK2 sand QU 420-1 (incr) (P+UD)	QU 429W (Q19 #1) (PUD)	
			MK2 sand QU 435-1 (incr) (P+UD)	QU 429 W (incr) (P+UD)	
			MK2 sand QU 444-1 (incr) (P+UD)		
	0	1	11	10	8
M D	QUN 95 Area 95N (PUD)	MD 56 Area #01 (P1) (PUD)	Mainfield Panta 5 (PUD)	Mainfield MD53 up dip #01 (P1) (PUD)	MD 218 Area MD43-218 A1 (PUD)
	LB0 UBWI AREA #2 (PUD)	LCR-MC flup #04 (PUD)	Mainfield Panta 4 (PUD)	MD 230 Area #10 (P1) (PUD)	QUN 3 Area #1 (P1) (PUD)
			Mainfield Panta 2 (PUD)	MD 230 Area #09 (P1) (PUD)	QUN 56 flup #2 (PUD)
			Mainfield MD9 deepen (PUD)	MD 230 Area #08 (P1) (PUD)	QUN 56 flup #1 (PUD)
			Mainfield MD7R (PUD)	MD 230 Area #03 (P1) (PUD)	QUN 55 flup #2 (PUD)
			Mainfield MD6R (PUD)	MD 230 Area #02 (P1) (PUD)	QUN 55 flup #1 (PUD)
			Mainfield MD30NE (PUD)	Mainfield QUN 44E (PUD)	MD 28 Sand 3 (PUD)

北京北方亚事资产评估事务所（特殊普通合伙）地址：北京市西城区广内大街6号枫桦豪景A座

电话：010-83557569 传真：010-83543089 E-mail: bfy@ien.com.cn 邮编：100053

恒泰艾普集团股份有限公司拟对合并Range Resources Trinidad Limited.
形成的资产组进行减值测试所涉及的油气资产可收回金额估值报告

			Mainfield MD28NE (PUD)	Mainfield QUN 41R (PUD)	MD 28 Sand 2 (PUD)
			Mainfield MD27 updip (PUD)	Mainfield QUN 41n (PUD)	MD 28 Sand 1 (PUD)
			Mainfield MD17 updip (PUD)	Mainfield QUN 40R (PUD)	QUN 91 Area #01 (P2) (incr) (PrUD)
			Mainfield MD16 deepen (PUD)	Mainfield QUN 38R (PUD)	QUN 91 Area #02 (P2) (incr) (PrUD)
			Mainfield MD12 deepen (PUD)	Mainfield QUN6 deepen (PUD)	QUN 91 Area #03 (P2) (incr) (PrUD)
			LBO MCR sEXPLR 3W (PUD)	LBO UBWI R Deepen (PUD)	QUN 91 Area #04 (P2) (incr) (PrUD)
			LBO MCR sEXPLR 2 SW (PUD)	LBO MD19S (PUD)	QUN 91 Area #05 (P2) (incr) (PrUD)
			LCR-MC flup #03 (PUD)	Mainfield MD61xx (PUD)	QUN 91 Area #06 (P2) (incr) (PrUD)
			LCR-MC flup #02 (PUD)	QUN 15W #2 (PUD)	QUN 91 Area #07 (P2) (incr) (PrUD)
			LBO BUNKER (PrUD)	QUN 15W #1 (PUD)	QUN 91 Area #08 (P2) (incr) (PrUD)
			Mainfield MD18 Updip (PrUD)	Mainfield QUN 49W (incr) (PrUD)	QUN 91 Area #09 (P2) (incr) (PrUD)
			Mainfield MD6 updip (PrUD)	Mainfield MD18S Updip (PrUD)	QUN 91 Area #10 (P2) (incr) (PrUD)
			LCR-MC flup #06 (PrUD)	LBO UBWI Area #2 (incr) (PrUD)	LBO UBWI Area #1 (incr) (PrUD)
			LCR-MC flup #08 (PrUD)	LCR-MC flup #07 (PrUD)	LBO UBWI Area #3 (PrUD)
			LCR-MC flup #09 (PrUD)	LBO UBWI AREA #1 (PUD)	LBO UBWI Area #4 (PrUD)
			LCR-MC flup #10 (PrUD)	LCR-MC flup #01 (PUD)	LCR-MC flup #05 (PrUD)
			LCR-MC flup #11 (PrUD)	LBO UBWI MD19S (PrUD)	
			Mainfield MD239N (incr) (PrUD)	QUN16 Area 16x Flup #35 (PrUD)	
			QUN16 Area 16x Flup #34 (incr) (PrUD)	BarT1 (PrUD)	
	2	2	26	26	23
Total: 79	3	3	41	41	34
Total wells					

新钻井的费用与钻井的深度有很大的关系，根据企业提供的预算，新钻井投资共计 79,168,450 美元，其中 BM 油田 12,943,850 美元，MD 油田 55,231,950 美元，SQ 油田 10,992,650 美元。

MD 油田与 SQ 油田由于自身的储藏条件，注水效果稍差，注水的费用体现在经营成本上。BM 油田的注水投资为 12099 美元。

②维护性资本性支出

本次后期设备的基本维护金额较小，在相关费用中考虑，不进行资本化。

③运营资金

按照通常矿产品设定的分项详细估算法进行计算。分项详细估算法的计算模型如下：

表 5-8 分项详细估算法运营资金计算模型

项目	基数内容	周转次数	取值
应收款项(+)	年经营成本	9~12	10
辅助材料(+)	年辅助材料费	4~8	6
燃料(+)	年燃料费	6~12	8
在产品(+)	年外购材料、燃料及动力+年工资及福利费+年修理费+年其他制造费用	10~24	16
产成品(+)	年经营成本	10~24	16
现金(+)	年经营成本-年外购直接材料费-年修理费	10~24	16
应付款项(-)	年辅助材料、外购动力、燃料费用	9~12	10

流动资金随着运营成本的变化而不同。

④弃置费用的预测

本次收益期为 2021 年 1 月至 2035 年 6 月，共计 14.5 年。石油开采设备的经济寿命一般为 15-20 年，基础建设的使用寿命可达到 30 年甚至更多。在预测期新增的固定资产基本无需更新换代，在石油资源经济意义尚未消失前，无需设备弃置和回填石油井。仅需要考虑该类设备在收益期内的日常检修维护费用即可。

由于当地税法中的折旧政策为加速折旧，固定资产第一至三年折旧比例为 50%、30%、20%，故账面固定资产折旧金额较大。账内大型设备和基础建设可使用寿命亦在收益期内，在石油资源经济意义尚未消失前，无需设备弃置和回填石油井。仅有部分小型设备需要更新换代，鉴于该类设备金额较小，故其更新维护费用均在费用化支出中考虑。不进行资本化且无需弃置费用支出。

企业采用了轮动开采的方式，即在开采过程中可能会出现某口油井的暂时闭井，一段时间后再投入使用。本次估值根据油气开采的国际惯例仅限于 2P 储量，在石油的开采过程中有较大可能性储量增加，且该地区 3P 储量规模较大。收益期后继续开采的可能性较大，在收益期结束时暂时不考虑石油井的弃置成本。

6. 销售总成本预测

油田开采的成本包含相关运营成本和相关许可费用及税费。企业提供了对未来成本的预计，经过分析发现，企业预计的未来年度最高运营总成本略低于 2018 年度的成本，而与 2019/2020 年的运营成本相当。原因是 2019 年剥离出了钻井服务公司，员工人数从 273 人降低到 84 人，大幅降低了人员成本。因此本次运营成本的取值直接按照企业预测的未来成本。相关许可费用及税费采用 RRTL 与特多石油公司签订的相关合同约定。

销售总成本中不考虑投资形成的折旧费用，主要原因有二：一是历史形成的固定资产投资产生了递延所得税不在本次资产组计算范围内，故不再分析考虑；二是新的投入根据所得税抵扣政策，第一年可抵扣金额为投资的 50%，第二年可抵扣金额为 30%，第三年可抵扣金额为 20%。

根据上述分析，对该区块销售总成本的预测如下：

表 5-9 销售总成本预测表

单位：美元

项目/年份	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年
直接运营成本	6,035,712	7,420,573	10,368,998	12,392,609	12,598,588	6,035,712
管理费用	169,470	169,470	169,470	169,470	169,470	169,470
合 计	5,723,190	6,205,182	7,590,043	10,538,468	12,562,079	12,768,058
项目/年份	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年
直接运营成本	13,643,902	15,128,656	15,276,482	14,671,767	13,064,678	12,750,940
管理费用	169,470	169,470	169,470	169,470	169,470	169,470
合 计	13,813,372	15,298,126	15,445,952	14,841,237	13,234,148	12,920,410
项目/年份	2033 年	2034 年	2035 年			
直接运营成本	11,693,530	12,712,549	4,777,829			
管理费用	169,470	169,470	84,735			
合 计	11,863,000	12,882,019	4,862,564			

7. 油气开采相关税费、失业税及所得税的预测

根据当地税法规定，石油开采应缴纳的税费包括政府收取的资源税，税率为12.5%。向国家石油公司缴纳的过量开采税（overriding royalty），税率每个区块不同，且规定了基础税率与提高产量后的税率，如下表所示。

表 5-10 过量开采税税率表

Morne Diablo	Base Production	Oil Price	Base ORR	Enhanced ORR
2021	9,351	<30	12%	6%
2022	9,164	Up to 40	15%	9%
2023	8,981	Up to 50	18%	10%
2024	8,801	Up to 90	23%	15%
2025	8,625	Up to 130	25%	16%
2026	8,453	>130	27%	17%
2027	8,284			
2028	8,118			
2029	7,956			
2030	7,796			
South Quarry	Base Production	Oil Price	Base ORR	Enhanced ORR
2021	2,042	<30	12%	6%
2022	2,001	Up to 40	15%	9%
2023	1,961	Up to 50	18%	10%
2024	1,922	Up to 90	23%	15%
2025	1,883	Up to 130	25%	16%
2026	1,846	>130	27%	17%
2027	1,809			
2028	1,773			
2029	1,737			
2030	1,702			
Beach Marcelle	Base Production	Oil Price	Base NORR	Enhanced NORR
2021	6,779	<20	10%	5%
2022	6,644	Up to 30	19%	6%
2023	6,511	Up to 40	21%	9%
2024	6,381	Up to 50	23%	10%
2025	6,253	Up to 60	27%	22%
2026	6,128	Up to 80	31%	26%
2027	6,005	Up to 100	33%	28%
2028	5,885	Up to 120	35%	30%
2029	5,768	Up to 140	37%	32%
2030	5,652	>140	40%	34%

设施费用按照每桶原油 2.81 美元进行缴纳。

石油补充税与石油价格及当年的投资相关，当原油价格高于 50 美元/桶，扣除上述三项税费及当年投资的 20%后，按照 18%的税率计算。

适用的所得税税率为 50%、失业税税率为 5%。应纳税所得额根据当地税法政策进行调整，应交所得税=调整后的应纳税所得额×50%，应交失业税=调整后的应纳税所得额×5%。所得税及失业税每季度计算，在下个季度的第一个月进行缴纳。

详细计算参数见估值附表。

8. 现金流量预测

年现金流量=年销售收入-年资本性支出-石油开采相关税费-运营成本-所得税-失业税，根据上述计算所得税，现金流量预测如下表 5-11 所示。

表 5-11 现金流量预测表

单位：美元

年份	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
产油量	337,336	547,219	1,261,866	2,114,248	2,212,432	1,670,203	1,320,643	1,126,888
石油价格	52.51	50.09	47.25	47.25	47.25	47.25	47.25	47.25
总收入	17,712,492	27,407,466	59,623,155	99,898,200	104,537,395	78,917,086	62,400,375	53,245,440
资源税相关 (-)	6,550,811	10,000,350	17,942,344	29,383,307	30,684,281	23,375,128	18,656,830	16,033,733
净收入	11,161,681	17,407,116	41,680,811	70,514,893	73,853,114	55,541,958	43,743,545	37,211,707
石油附加费 (SPT) (-)	1,852,773	2,957,774	-	-	-	-	-	-
地方政府费 (FO) (-)	851,200	851,200	851,200	851,200	851,200	851,200	851,200	851,200
生产相关成本 (-)	2,502,261	2,984,253	4,369,114	7,317,539	9,341,150	9,547,129	10,592,443	12,077,197
环境及健康费 (-)	219,657	219,657	219,657	219,657	219,657	219,657	219,657	219,657
人工相关成本 (-)	1,980,602	1,980,602	1,980,602	1,980,602	1,980,602	1,980,602	1,980,602	1,980,602
总直接成本	5,553,720	6,035,712	7,420,573	10,368,998	12,392,609	12,598,588	13,643,902	15,128,656
总管理费用 (-)	169,470	169,470	169,470	169,470	169,470	169,470	169,470	169,470
总运营成本	5,723,190	6,205,182	7,590,043	10,538,468	12,562,079	12,768,058	13,813,372	15,298,126
绿色基金 (-)	33,485	52,221	125,042	211,545	221,559	166,626	131,231	111,635
税前利润	3,552,233	8,191,939	33,965,726	59,764,880	61,069,476	42,607,274	29,798,942	21,801,946
失业税 (-)	112,855	272,878	1,232,407	2,475,486	2,907,589	2,106,694	1,488,244	1,196,591
所得税 (PPT) (-)	424,027	615,968	4,684,880	14,862,446	22,138,185	18,647,097	14,882,437	11,965,906
新钻井投入 (-)	4,594,250	6,587,700	30,061,300	26,378,750	11,546,450	-	-	-
注水投入 (-)	-	9,200	5,499	-	-	-	-	-

恒泰艾普集团股份有限公司拟对合并Range Resources Trinidad Limited.
形成的资产组进行减值测试所涉及其拥有的油气资产可收回金额估值报告

运营资金 (-)	1,550,347	132,548	380,837	810,817	556,493	56,644	287,461	408,307
净现金流量	-3,129,247	573,646	-2,399,197	15,237,382	23,920,759	21,796,838	13,140,800	8,231,143
折现系数	0.9561	0.8739	0.7988	0.7302	0.6675	0.6101	0.5577	0.5098
现金流量折现值	-2,991,791	501,323	-1,916,561	11,126,273	15,966,032	13,298,365	7,328,401	4,195,949

续表 5-11 现金流量预测表

年份	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
产油量	979,593	892,146	737,598	697,610	604,809	676,791	216,100
石油价格	47.25	47.25	47.25	47.25	47.25	47.25	47.25
总收入	46,285,781	42,153,920	34,851,520	32,962,071	28,577,228	31,978,373	10,210,738
资源税相关 (-)	14,035,674	12,842,634	10,764,696	10,191,668	8,875,029	9,853,252	3,227,761
净收入	32,250,106	29,311,286	24,086,824	22,770,403	19,702,199	22,125,122	6,982,977
石油附加费 (SPT) (-)	-	-	-	-	-	-	-
地方政府费 (FO) (-)	851,200	851,200	851,200	851,200	851,200	851,200	425,600
生产相关成本 (-)	12,225,023	11,620,308	10,013,219	9,699,481	8,642,071	9,661,090	3,252,100
环境及健康费 (-)	219,657	219,657	219,657	219,657	219,657	219,657	109,828
人工相关成本 (-)	1,980,602	1,980,602	1,980,602	1,980,602	1,980,602	1,980,602	990,301
总直接成本	15,276,482	14,671,767	13,064,678	12,750,940	11,693,530	12,712,549	4,777,829
总管理费用 (-)	169,470	169,470	169,470	169,470	169,470	169,470	84,735
总运营成本	15,445,952	14,841,237	13,234,148	12,920,410	11,863,000	12,882,019	4,862,564
绿色基金 (-)	96,750	87,934	72,260	68,311	59,107	66,375	20,949
税前利润	16,707,404	14,382,115	10,780,416	9,781,682	7,780,092	9,176,727	2,099,464
失业税 (-)	855,638	772,522	586,900	509,572	391,296	445,629	177,642
所得税 (PPT) (-)	8,556,378	7,725,221	5,869,002	5,095,723	3,912,963	4,456,287	1,776,421
新钻井投入 (-)	-	-	-	-	-	-	-
注水投入 (-)	-	-	-	-	-	-	-
运营资金 (-)	40,652	-166,297	-441,949	-86,278	-290,788	280,230	-3,519,025
净现金流量	7,254,736	6,050,668	4,766,463	4,262,664	3,766,621	3,994,581	3,664,426
折现系数	0.4660	0.4259	0.3893	0.3559	0.3253	0.2973	0.2658
现金流量折现值	3,380,449	2,577,145	1,855,728	1,516,987	1,225,280	1,187,784	973,869

9. 折现率

折现率的基本构成为：

折现率=无风险报酬率+风险报酬率

①无风险报酬率

无风险报率即安全报率,通常可以参考政府发行的中长期国债利率或同期银行存款利率来确定。指导意见中指出无风险报率,可以选取距离估值基准日前最

近发行的长期国债票面利率、选取最近几年发行的长期国债利率的加权平均值、选取距估值基准日前最近的银行公布的五年期定期存款利率等作为无风险报酬率无风险报率，应当根据发行的长期国债、中国人民银行对长期定期存款利率的调整等适时更新调整。

本次估值因投资企业为国内公司，因此无风险报酬率选用国内的十年期无风险国债收益率，即为 3.75%。作为本次估值的无风险报酬率。

②风险报酬率

指导意见建议使用的风险报酬率确定方法为“风险累加法”，即通过确定每一种风险的报酬，累加出风险报酬。具体如下：

表 5-11 风险报酬率取值参考表

风险报酬率分类	取值范围（%）	备注
勘查开发阶段		
普查	2.00-3.00	已达普查
详查	1.15-2.00	已达详查
勘探及建设	0.35-1.15	已达勘探及拟建、在建项目
生产	0.15-0.65	生产矿山改扩建矿山
行业风险	1.00-2.00	根据矿种取值
财务经营风险	1.00-1.50	

风险报酬率的组成为勘查开发阶段风险报酬率、行业风险报酬率、财务经营风险报酬率，由于委估石油区块位于境外，本次增加考虑该区块的个别风险报酬率。具体如下：

勘查开发阶段风险报酬率：根据相关资料显示，该油田区块已投产 75 年。勘查开发阶段处于生产阶段，且时间较长。但由于委估油田后续开发方案存在变化，部分油田由自然开采转为注水开采，生产阶段存在变动。故该类风险报酬率取生产阶段上限，即为 0.65%。

行业风险报酬率：本次估值矿种为能源矿种，具体为石油矿产，该类矿产在勘探、开采过程中风险因素较大根据相关矿种行业风险因素，综合判断，该行业风险报酬率取值为 1.50%。

财务经营风险报酬率：由于疫情、变更实际控制人等多种因素的影响，委估油田生产经营情况受到较大影响。本次财务经营风险报酬率取该类上限，即为1.50%。

个别风险因素：根据相关开发方案中的个别风险提示，同时考虑到目前国际油价变动幅度较大和境外油田生产开发管理水平、经验，较境内存在一定难度，综合确定个别风险因素取值为2.00%。相关开发方案中的个别风险提示，见估值计算表。

根据上述分析，本次风险累加法计算折现率为9.40%。

折现系数的折算如上表5-11所示。

10. 折现现值及估值结论

通过上述参数计算，折现现值为60,225,232美元。

即：在持续经营假设前提下，经采用收益法估值测算，Range Resources Trinidad limited. 项目资产组价值为6,022.52万美元。

根据委托人的要求对BM、MD和SQ三个油田分别进行了估值，按照上述估值方法、假设和参数选取原则，其估值结果分别为BM油田4092.30万美元，MD油田1271.39万美元，SQ油田627.76万美元，合计5988.44万美元，与总体评估存在一定的差距。究其原因：整体评估时以三个区块的盈利作为缴纳所得税和失业税的依据，单个油田区块评估和整体评估时，由于利润或盈亏加和导致每年缴纳所得税和失业税时的基数会有变化，产生现金流的时间和数量发生了细微的变化，从而导致整体评估与单个评估的加和值不同。因企业缴纳所得税和失业税以企业为单位，因此整个资产组价值以整体评估为准。

十一、估值结论

截至估值基准日2020年12月31日，经估值测算，资产组的可收回金额为6,022.52万美元。

十二、特别事项说明

本估值报告使用者应对特别事项对估值结论产生的影响予以关注。

（一）引用其他机构出具的报告情况

无。

（二）委托人、被估值单位和其他相关当事人所提供的资料以及本估值报告所引用资料的真实性、合法性、完整性是估值结论生效的前提，被估值单位提供的资料，已由委托人、被估值单位申报并经其采用盖章或其他方式确认。本估值报告结论以委托人、被估值单位已提供资料的范围和内容为基础。

（三）就本估值报告中所涉及的公开信息，本报告不构成对其准确性、完整性或适当性的任何保证。本报告未对被估值单位的未来业务、运营、财务或其他方面的发展前景发表任何意见，不构成对被估值单位未来实际盈利情况的预测，亦未评价Range Resources Trinidad Limited.所采用财务报告准则的影响。

（四）本估值报告的观点仅基于在《估值委托合同》约定的工作范围内，对被估值单位提交的资料所涉及的相关重大方面进行阅读和分析，并采用通行的估值模型进行测算，估值工作范围中不包括对商业、法律、税务、监管环境等其他因素进行考虑，不包括法律尽职调查、财务尽职调查、税务尽职调查、信息科技尽职调查或对Range Resources Trinidad Limited.财务信息的审计，亦不包括任何环境问题或识别和控制这些风险的系统是否到位等方面的核查验证工作。

（五）根据估值委托合同，估值工作是以委托人及被估值单位提供的权属资料、财务资料、预测资料、开发利用方案、访谈问题答复等的真实性、合法性、完整性为前提，估值机构的责任是在本次估值目的下对估值对象进行测算，不涉及对该估值目的所对应的经济行为做出或形成任何结论性判断。

（六）估值程序受到限制、资料不全面的情形

受全球新型冠状病毒疫情影响，我估值机构仅采取电话访谈的形式，对管理层进行了专项访谈，了解公司经营业务情况，包括：国家政策优势和风险、产品（技术）优势和风险、市场（行业）竞争优势和风险、财务（债务）风险等；资产组的状况，包括：历史开采情况及剩余资源储量情况、历史开发计划的实现情

况及更新的开发投资计划；未来几年的经营计划以及经营策略，包括：市场需求、价格策略、销售计划、成本费用控制、资金筹措和投资计划等以及未来的主营收入和成本构成及其变化趋势等。

截至估值报告日，因受客观条件所限等原因，委托人未聘请境外专家对油气资产进行现场清查盘核。我估值机构无法前往被估值单位生产经营场所，未履行现场核查验证等相应估值程序，亦无法进行实物资产实地勘察，更无法对隐蔽工程进行清查核实，同时我机构也未履行视频等方式切入进行远程查勘等替代程序，未对被估值单位资产组所涉及的客户和供应商进行访谈，仅对委托人及被估值单位提供的相关资料查阅后进行估值测算。

（七）估值基准日存在的法律、经济等未决事项

本次估值结论未考虑存在的法律、经济等未决事项的影响。

（八）担保、租赁及其或有资产负债等事项与估值对象的关系

本次估值结论未考虑以往或者将来可能存在的抵押担保事宜以及特殊交易方可能追加付出的价格等对其估值结果的影响，也未考虑可能存在的与估值范围内资产有关的或有负债可能对资产价格的影响。

（九）估值基准日至估值报告日之间可能对估值结论产生影响的事项

1、估值基准日期后事项系估值基准日至估值报告日之间发生的重大事项，截至估值报告日，未发生需披露的重大事项。

2、在估值基准日后，当委估资产因不可抗力而发生拆除、毁损、灭失等影响资产价值的期后事项时，不能直接使用估值结论；

3、发生估值基准日期后重大事项时，不能直接使用本估值结论。在本次估值结果有效期内若资产数量发生变化，应根据原估值方法对估值结果进行相应调整。

（十）需要说明的其他问题

1、本估值报告中，所有以万元为金额单位的表格或者文字表述，如存在总计数与各分项数值之和出现尾差，均为四舍五入原因造成。

2、本估值机构与委托人及有关当事人之间无任何特殊利害关系。

3、本估值报告中涉及的有关企业经营的一般资料、产权资料、政策文件及相关材料由委托人负责提供，对其真实性、合法性由委托人承担相关的法律责任，

执行估值业务的目的是对估值对象的价值进行估值测算，对估值对象的法律权属确认或发表意见超出了估值机构的执业范围，因此估值机构不对估值对象的法律权属提供任何保证。

4、对企业存在的可能影响估值的瑕疵事项，在委托时未作特殊说明无法获知的情况下，估值机构不承担相关责任。

5、估值报告附件与报告正文配套使用方为有效。

十三、估值报告使用限制说明

（一）本估值报告使用范围：

- 1、本估值报告只能由估值报告载明的委托人或其他估值报告使用人使用。
- 2、本估值报告只能用于估值报告载明的估值目的和用途。
- 3、本估值报告的全部或者部分内容不得被摘抄、引用或披露于公开的媒体，法律、法规规定以及委托人与本估值机构或与相关当事人另有约定的除外。
- 4、本估值报告估值结论自估值基准日起壹年内使用有效，本估值报告的使用有效期自估值基准日至2021年12月30日止。

（二）委托人或者其他估值报告使用人未按照法律、行政法规规定和估值报告载明的使用范围使用估值报告的，估值机构及不承担责任。

（三）除委托人、估值委托合同中约定的其他估值报告使用人和法律、行政法规规定的估值报告使用人之外，其他任何机构和个人不能成为估值报告的使用人。

（四）估值报告使用人应当正确理解估值结论。估值结论不等同于估值对象可实现价格，估值结论不应当被认为是对估值对象可实现价格的保证。

十四、估值报告日

估值报告日为估值结论形成的日期，本估值报告日为二〇二一年三月二十五日。



十五、估值机构印章

北京北方亚事资产评估事务所(特殊普通合伙)

二〇二一年三月二十五日



附 件

附件一：估值机构营业执照

附件二：委托人及被估值单位营业执照

附件三：被估值单位财务报表

附件四：委托人及被估值单位承诺函