

新疆鑫泰天然气股份有限公司
拟资产收购事宜涉及
共创投资控股集团有限公司
在指定矿区范围内
享有的石油勘探、开发和生产的权益
估值报告

中铭估报字[2024]第 19001 号



中铭国际资产评估（北京）有限责任公司
Zhong Ming (Bei jing) Assets Appraisal International Co.,Ltd

二〇二四年五月十日

目录

一、前言.....	3
(一) 项目背景.....	3
(二) 估值内容.....	4
(三) 提请注意事项.....	8
二、合同权益区域设置.....	10
(一) 合同区与合同权益区域.....	10
(二) 合同区内矿业权设置情况.....	10
(三) 第二指定地区与已设矿业权的位置关系.....	12
三、估值方法.....	13
四、估值假设.....	14
五、估值参数的确定.....	15
(一) 估值基准日保有资源储量.....	15
(二) 估值利用资源储量.....	15
(三) 估值基准日可采储量.....	15
(四) 估值计算年限.....	15
(五) 产品方案及产量.....	15
(六) 估值经济参数的确定.....	16
六、估值结论.....	24

新疆鑫泰天然气股份有限公司
拟资产收购事宜涉及共创投资控股集团有限公司
在指定矿区范围内享有的石油勘探、开发和生产的权益
估值报告

一、前言

（一）项目背景

我公司接受新疆鑫泰天然气股份有限公司（以下简称“新天然气”）的委托，就其拟收购共创投资控股集团有限公司（以下简称“共创投控”）在指定矿区范围内享有的石油勘探、开发和生产的权益提供估值服务。

1. 委托人基本情况

（1）工商信息

名称：新疆鑫泰天然气股份有限公司

统一社会信用代码：916501007383763383

证券代码：603393

类型：股份有限公司(上市、自然人投资或控股)

住所：新疆乌鲁木齐高新技术产业开发区（新市区）阿勒泰路蜘蛛山巷179号
楼兰新城25栋1层商铺2

法定代表人：张蜀

注册资本：42392.1327万人民币

成立日期：2002年6月13日

营业期限：2002年6月13日至无固定期限

经营范围：天然气（未经许可的危险化学品不得经营）。对城市供热行业的投资；燃气具、建筑材料、钢材、五金交电、机电产品、化工产品的销售。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

（2）委托人简介

新天然气主要从事城市天然气的输配、销售、入户安装以及煤层气开采业务。新天然气城市燃气业务的主要生产经营区域包括了南北疆的八个市（区、县），上游气源来自中石油新疆油田公司等多家单位。

新天然气的主要产品为天然气销售、天然气入户安装、压缩天然气运输、煤层气开采销售。新天然气也成为民营企业中少有的具备煤层气开采技术、自有气源的天然气运营公司，进一步巩固和奠定了在天然气行业的领先地位。

2. 产权持有人基本情况

名称：共创投资控股集团有限公司

英文名称：Totalbuild Investments Holdings Group Limited

类型：股份有限公司（The Company is a company limited by Shares.）

注册地址：P.O. Box 957, Offshore Incorporations Centre. RoadTown, Tortola, British Virgin Islands

注册号：1513655

注册资本：1 美元

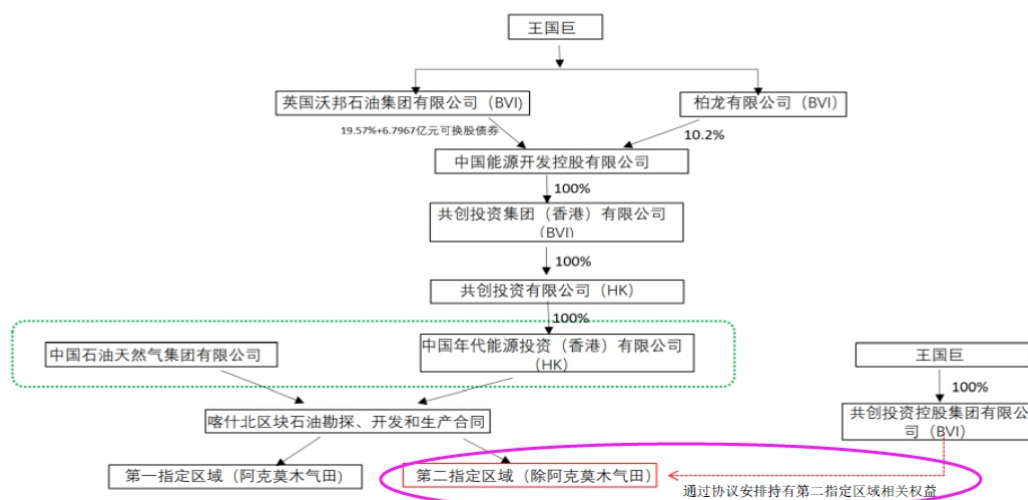
成立日期：2008 年 12 月 16 日

（二）估值内容

依据委托人的需求，我公司就新天然气拟收购共创投控在指定矿区范围内享有的石油勘探、开发和生产的权益提供估值服务。

具体估值内容为测算中国石油天然气集团公司（以下简称“中石油”）与中国年代能源投资（香港）有限公司（以下简称“年代能源”）于 2008 年 12 月签订的《中华人民共和国塔里木盆地喀什北区块石油勘探、开发和生产合同》及其各补充协议（以下简称“《合作开发合同》”）和共创投控、中国能源开发控股有限公司（以下简称“中能控股”）、年代能源、王巨国签订的《关于出售和购买共创投资集团(香港)有限公司全部股份的协议》及各补充协议、会议纪要（以下简称“《协议》”）约定的合同区（合同区面积为 3146 平方公里）扣除新疆塔里木盆地阿克莫木天然气开采采矿权范围（第一指定地区）后的剩余区域（第二指定地区）内享有的石油勘探、开发和生产的权益于估值基准日的市场价值。

据企业提供的资料，共创投控的开发权益关系如下图：



估值范围包含的合同权益内容如下：

1、《合作开发合同》主要内容

《合作开发合同》约定，年代能源应负担勘探作业所需的全部勘探费用。如合同区内发现了任何油(气)田，该油(气)田的开发费用应按中石油 51%、合同者 49% 的参与权益比例由双方负担。如集团公司对某一油(气)田的开发选择参与权益比例少于 51% 或不参与时，合同者应负担开发该油(气)田所需的其余的开发费用。

(1) 勘探权益及费用

年代能源作为作业者承担勘探前期投入，勘探开发投入将从油气产出中回收，回收剩余部分由合同双方按比例分成。勘探期为分三个阶段，第一阶段 2 个合同年，第二阶段 2 个合同年，第三阶段 2 个合同年，合计 6 年。年代能源将在合同区完成二维地震测线或等工作量三维地震，并钻预探井，勘探费用合计最低为 5600 万美元。

合同者应按下述规定撤销合同区的一部分或几部分面积。

① 勘探期第一阶段结束时，合同者应撤销本合同签字之日的合同区面积的百分之四十(40%)。

② 勘探期第二阶段结束时，合同者应撤消除开发区和(或)生产区以外的合同区第二阶段剩余面积的百分之二十五(25%)。

(2) 管理机构

为使石油作业能够正常进行，从石油合同开始执行之日起四十五天内，双方组成联合管理委员会。联合管理委员会的主席由中石油指定的首席代表担任，副主席由年代能源指定的首席代表担任。联合管理委员会主要负责审查工作计划和预算、通过每

个油气田总体开发方案及预算、批准或确认有关采办和开支事项、划定每个油气田开发区和生产区的边界等事宜，联合管理委员会采取协商一致通过的方法做出决定。

(3) 商业价值确定

在合同区内如有任何石油发现，作业者向联合管理委员会提交相关的原油天然气的地质储量报告、委托具有资格的评价单位编写《环境影响报告书》，并提交总体开发方案，储量报告、《环境影响报告书》、总体开发方案均由中石油负责报送中国政府主管部门审查批准。作业者将根据中国政府主管部门批准的每一油田的总体开发方案实施开发作业。

(4) 资金筹集及费用回收

本次估值依据《合作开发合同》相关约定，对勘探和开发各环节发生的费用采用下述方式分配：

①合同区内勘探费用全部由合同者独立承担；

②年度原油和天然气总产量先按税法规定支付增值税和资源税；

③年度原油总产量的 60%、天然气总产量的 70%作为费用回收油；

④费用回收油（气）按规定支付了作业费后剩余的油（气）作为投资回收油，用于回收合同者就合同区发生而又尚未回收的勘探费；未能回收的勘探费结转并在下一日历年度的投资回收油（气）中继续回收，直至全部回收完为止；

⑤从合同者就合同区所发生的勘探费用回收完毕的这一日历年开始，任一油（气）田的投资回收油（气）按双方各自在该油（气）田参与权益的比例，用以同时地回收中石油和合同者就该油（气）田所发生而又尚未回收的开发费用。未能回收的开发费应结转在下一日历年度的投资回收油（气）中继续回收，直至全部回收完毕为止；

⑥双方任一油田回收完该油（气）田的开发费后剩余的投资回收油（气）即为余额油（气）。余额油（气）分成“分成油（气）”和中方的“留成油（气）”两部分。每个油（气）田每个日历年度的分成油（气）等于该日历年度的余额油（气）乘以该日历年度的合同区内每个油（气）田的分成率。每个油（气）田每个日历年度的分成油（气）按中石油 51%和合同者 49%的各自在开发费用中参与权益的比例分配给双方。

(6) 权利转让

经中石油书面同意，并确保不妨碍石油作业的实施前提下，年代能源可以转让合同范围内部分或全部权利和(或)义务。

(7) 适用法律合同的效力以及对本合同的解释和执行，均应受中华人民共和国法律管辖。

2. 《协议》主要内容

共创投控、中能控股、年代能源、王巨国签订的《关于出售和购买共创投资集团(香港)有限公司全部股份的协议》，并分别于 2009 年 7 月 30 日、2009 年 12 月 31 日、2010 年 4 月 30 日、2010 年 7 月 13 日、2010 年 9 月 28 日以及 2010 年 10 月 20 日签订了补充协议 I 至 VI，最终于 2024 年形成会议纪要。

(1) 合同区

①根据《合作开发协议》和联管会的决议，经过 40%、25%两次退还面积，合同区面积为 3146 平方公里。

②各个指定地区由各自权益方（第一指定地区，权益方指的是中能控股；第二指定地区，权益方指的是共创投控）依约享有权利，依法承担相应义务；各个指定地区如进行调研、勘探、工程或发现油气田的，亦由相应权益方享有权利，承担义务。

③第一指定地区指位于中国新疆塔里木盆地喀什北区块之阿克莫木气田，总面积约 112.27 平方公里。

第二指定地区指地点之全部区域（不包括第一指定地区）。

(2) 合同者和作业者

《合作开发协议》仍由年代能源担任合同者和作业者。

(3) 联合账簿

①在年代能源内部应分设第一指定地区和第二指定地区两个独立的账，分别记载中能控股和共创投控间接投资、回收费用和产品分成的情况。各方均有权督促和监督年代能源完善账簿设立，各方将有权随时对共相应指定地区对应的账簿进行查阅并提出意见。

②年代能源每一年度发生的、不能计入《合作开发协议》项下联合账的管理、运行成本，由中能控股和共创投控按当年度的投资比例分摊。

③在提取上级管理费时，按照《合作开发协议》规定的分类投资比例以及中能控股和共创投控当年度的投资比例明细计算各自应得金额及归属。

(4) 石油作业

①第一指定地区的安排

根据《合作开发协议》，当第一指定地区所发生的勘探、开发及生产需要筹措资金时，中能控股应当向年代能源支付该等款项，分配产品时，全部收入归属中能

控股。

②第二指定地区的安排

根据《合作开发协议》，当第二指定地区所发生的勘探、开发及生产需要筹措资金时，共创投控应当向年代能源支付该等款项，分配产品时，全部收入归属共创投控。

③勘探费用

1) 如任一方未能在规定时间内筹措到所需的勘探费用，而另一方愿意参与勘探投入的，又或是经双方一致同意后引入第三方投资者进行勘探作业。若发生上述情况，中能控股需要事先进行上市公司合规管理。

2) 勘探费用的回收

共创投控支出的勘探费用，如从第一指定地区的产品分成收入中回收的，此等费用 49%归属中能控股，51%归属共创投控；如从第一指定地区以外产品分成收入中回收的，此等费用 100%归属共创投控。反之，若发生由中能控股支出的勘探费用从第二指定地区中回收时，此等费用 49%归属共创投控，51%归属中能控股。

(5) 联管会的安排

根据《合作开发协议》召开联管会时，年代能源应当将决议事项提前 10 个工作日同时报送共创投控和中能控股。

无论年代能源委派联管会成员的身份，涉及第一指定地区的表决事项，由中能控股决策，涉及第二指定地区的表决事项，由共创投控决策。

(三) 提请注意事项

1. 委托人及共创投控均未能提供合同权益区涉及的矿业权已缴纳了矿业权出让收益的与相关的资料，作业者在历史合同期内亦未分摊过矿业权价款（出让收益）。依据《财政部自然资源部税务总局关于印发〈矿业权出让收益征收办法〉的通知》(财综(2023)10 号)，在我国领域及管辖海域勘查、开采矿产资源的矿业权人应依照该办法缴纳矿业权出让收益。但依据现有资料，我们无法判断涉及的矿业权未来是否需要缴纳矿业权出让收益以及需缴纳的金额，因此本次估值未考虑如需缴纳矿业权出让收益对估值结论的影响。如果未来需要缴纳矿业权出让收益款，将对评估结论产生重大影响。特提请评估报告使用人关注该事项。

2. 依据估值合同，估值范围内新增油气资源储量依据被估值单位提供的《喀什北区块勘探潜力分析报告》确定，其中：气藏（阿深 1、康苏 6、康苏 3 圈闭）可

探明资源量为 1998.56 亿立方米，可采资源量为 1117.24 亿立方米；油藏（乌西 3 圈闭）可探明资源量为 8450.34 万吨，可采资源量为 2535.11 万吨。

3. 依据估值合同，估值范围内油气开发方案依据被估值单位提供的《喀什北区块勘探期顺延开发概念设计》确定。

4. 综上，估值单位不对被估值单位提供的《喀什北区块勘探潜力分析报告》和《喀什北区块勘探期顺延开发概念设计》中载明的结论和数据的合理性和可靠性发表意见。

5. 本次估值利用的合同权益范围内保有可采储量为委托人和共创投控共同申报的可采储量，委托人和共创投控对申报的可采储量的真实性、完整性负责。如合同权益范围内新增探明可采储量与委托人和共创投控申报的探明可采储量有较大差异，则本估值结论不再适用。

6. 《开发概念设计》编制并不完全符合《气田开发方案编制技术要求》(SY/T6106-2020)和《自然资源部关于印发油气勘查实施方案、开发利用方案及勘查开采工作进展报告编写大纲的通知》(自然资发(2023)34号)的相关要求，《开发概念设计》设计内容(如固定资产投资、配产方案、生产规、排采年限等)的合理性对评估结果存在重大影响，特别提请委托人注意。

7. 建议委托方实施进一步勘探，以降低资源储量的不确定性可能带来的投资风险。

具体结论详见“六、估值结论”。

二、合同权益区域设置

（一）合同区与合同权益区域

依据中石油与年代能源于 2008 年 12 月签订的《合作开发合同》，合同区初始面积为 6991.224 平方公里。后经 40%和 25%两次退还面积，经共创投控与中国能源开发控股有限公司（以下简称“中能控股”）签订的会议纪要确定，现合同区面积为 3146 平方公里。本估值报告所述合同区即为上述 3146 平方公里。

依据共创投控与中能控股签订的会议纪要及《合作开发合同》的补充合同约定，共创投控享有的合同权益面积为合同区扣除阿克莫木气田采矿权范围后的剩余区域，并将该区域定义为“第二指定地区”，本次估值范围即为第二指定地区。拐点坐标详见下表：

拐点编号	经度	纬度	拐点编号	经度	纬度
1	75°0'0"	39°54'0"	9	75°6'15"	15°39'26"
2	75°20'30"	39°54'0"	10	75°0'0"	0°39'26"
3	75°20'30"	39°49'0"	11	75°0'0"	0°39'34"
4	75°35'0"	39°49'0"	12	74°25'29"	29°39'34"
5	75°35'0"	39°34'35"	13	74°25'29"	29°39'45"
6	75°9'30"	39°34'35"	14	74°37'0"	0°39'45"
7	75°9'30"	39°24'30"	15	74°37'0"	0°39'50"
8	75°6'15"	39°24'30"	16	75°0'0"	0°39'50"

（二）合同区内矿业权设置情况

合同区涉及新疆塔里木盆地阿图什北地区油气勘查探矿权（以下简称“阿图什北区探矿权”）、新疆塔里木盆地喀什地区油气勘查探矿权（以下简称“喀什地区探矿权”）和新疆塔里木盆地阿克莫木天然气开采采矿权（以下简称“阿克莫木气田采矿权”）。3 个矿业权基础信息如下：

1. 阿图什北区探矿权

1. 勘查许可证号	T1000002022041018001006		
2. 探矿权人名称	中国石油天然气股份有限公司		
3. 探矿权人地址	北京市东城区东直门北大街 9 号		
4. 勘查项目名称	新疆塔里木盆地阿图什北地区油气勘查		
5. 地理位置	新疆维吾尔自治区克孜勒苏柯尔克孜自治州乌恰县、阿图什县		
6. 勘查矿种	石油天然气	7. 勘查面积(平方千米)	5179.347

新疆鑫泰天然气股份有限公司拟资产收购事宜涉及共创投资控股集团有限公司
在指定矿区范围内享有的石油勘探、开发和生产的权益估值报告

8.极值坐标	74°03'38"-76°40'03" , 39°41'02"-40°03'46"		
9.有效期限	2022-03-25 至 2027-03-25		
10.勘查作业单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司		
11.勘查作业单位地址	新疆库尔勒市建设路 78 号		
12.发证机关	自然资源部	13.发证时间	2022-3-25

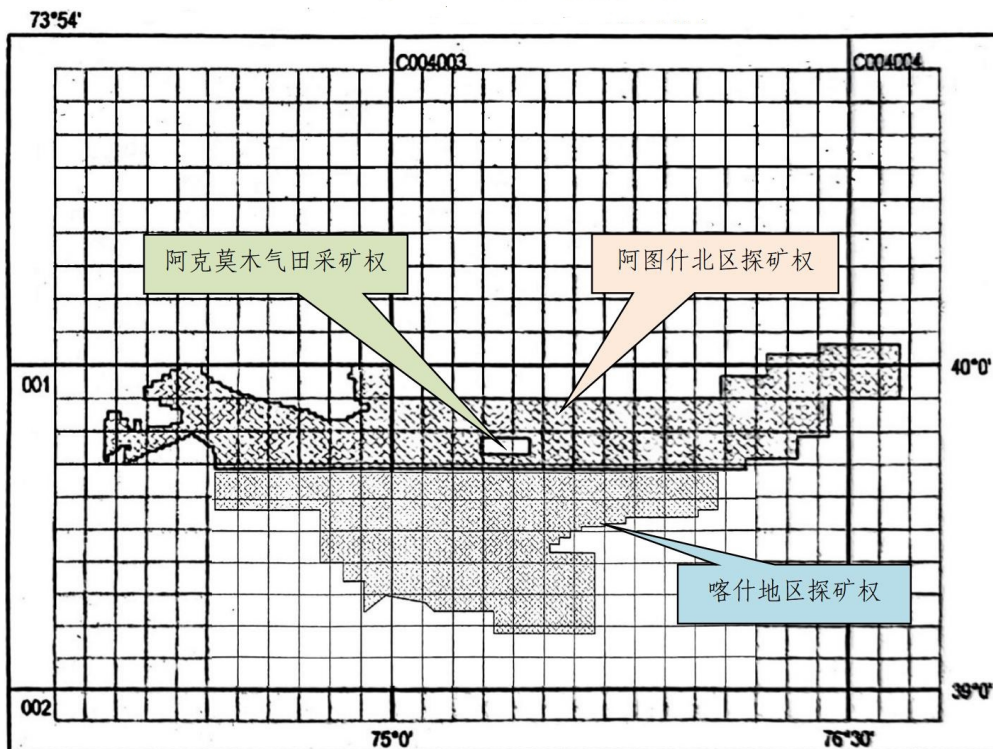
2. 喀什地区探矿权

1.勘查许可证号	T1000002021011018000216		
2.探矿权人名称	中国石油天然气股份有限公司		
3.探矿权人地址	北京市东城区东直门北大街 9 号		
4.勘查项目名称	新疆塔里木盆地喀什地区油气勘查		
5.地理位置	新疆维吾尔自治区喀什市、阿图什市、乌恰县、疏附县、阿克陶县		
6.勘查矿种	石油天然气	7.勘查面积(平方千米)	4621.868
8.极值坐标	74°25'30"-76°04'25" , 39°10'31"-39°41'02"		
9.有效期限	2020-11-09 至 2025-11-09		
10.勘查作业单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司		
11.勘查作业单位地址	新疆库尔勒市建设路 78 号		
12.发证机关	自然资源部	13.发证时间	2020-11-23

3. 阿克莫木气田采矿权

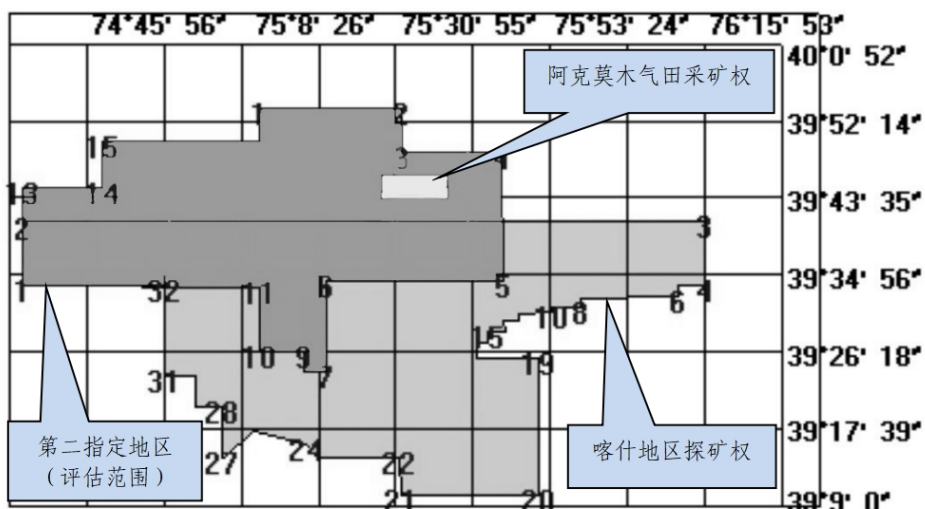
1.采矿权许可证号	0200002010015		
2.采矿权人名称	中国石油天然气股份有限公司		
3.采矿权人地址	北京市东城区东直门北大街 9 号		
4.矿山名称	新疆塔里木盆地阿克莫木天然气开采		
5.地理位置	新疆维吾尔自治区克孜勒苏阿勒克自治州乌恰县阿图什境内		
6.极值坐标	75°17'30"-75°27'15" , 39°43'45"-39°46'45"		
7.主要开采矿种	天然气	8.矿区面积（平方公里）	77.233
9.有效期限	2020-04-03 至 2050-04-03		
10.发证机关	自然资源部	11.发证时间	2020-04-03
12.开采作业单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司		
13.开采作业单位地址	新疆库尔勒市建设路 78 号		

由以上表信息可看出，合同区涉及的矿业权人均为中国石油天然气股份有限公司，阿克莫木气田采矿权处于阿图什北区探矿权范围内部（探矿权勘查范围不包含该采矿权范围），喀什地区探矿权与阿图什北区探矿权相毗邻。位置关系见下图：



（三）第二指定地区与已设矿业权的位置关系

第二指定地区是指合同区扣除阿克莫木气田采矿权范围（第一指定地区）后的剩余区域，涉及喀什地区探矿权北部和阿图什北区探矿权南部部分区域。第二指定地区（估值范围）与已设矿业权位置关系见下图：



三、估值方法

鉴于估值人员收集到的相关地质资料、设计资料、企业实际会计信息资料及其他资料中的有关技术经济数据可以满足对矿区预期收益年限、预期收益和风险进行预测并以货币计量的要求，根据行业通用的估值手段，确定本次估值采用折现现金流量法（DCF法）。

折现流量法基本原理：将合同权益所对应的矿产资源勘查、开发作为现金流量系统，估算年限内各年的净现金流量，以与净现金流量口径相匹配的折现率，折现到估值基准日的现值之和，作为合同权益的估值。计算公式如下：

$$P = \sum_{t=1}^n (CI - CO)_t \cdot \frac{1}{(1+i)^t}$$

式中：P—合同权益估值；

CI—年现金流入量；

CO—年现金流出量；

(CI-CO) t—年净现金流量；

i—折现率；

t—年序号（t=1,2,3,⋯,n）；

n—计算年限。

折现系数 $[1/(1+i)^t]$ 中 t 的计算：当估值基准日为年末时，下一年净现金流量折现到年初。如 2007 年 12 月 31 日为基准日时，2008 年 t=1。当估值基准日不为年末时，当年净现金流量折现到估值基准日。

本次估值基准日为 2024 年 3 月 31 日，当年净现金流量折现到估值基准日，t=9/12，2025 年时 t=1+9/12，依此推算。

四、估值假设

(一) 合同区的新增探明地质储量与《潜力分析报告》估算资源储量一致；

(二) 合同区内的油(气)田,中石油和合同者全部按中石油 51%和合同者 49%的权益比例参与开发；

(三) 勘探作业所需的一切勘探费用均由合同者单独承担；

(四) 合同区内每一个油气田发生的开发费用及为实施生产作业所发生的作业费用分别按中石油 51%和合同者 49%的权益比例承担；

(五) 合同区投产时间及投产后各油气区年产量与《开发概念设计》的设计投产时间和年度产量一致；

(六) 经济环境稳定假设:假定估值基准日后国家现行的有关法律法规及政策、国家宏观经济形势无重大变化,本次交易各方所处地区的政治、经济和社会环境无重大变化,无其他不可预测和不可抗力因素造成的重大不利影响；

(七) 假定国家有关利率、汇率、赋税基准及税率、政策性征收费用等不发生重大变化；

(八) 产销平衡；

(九) 固定资产投资为中石油和合同者自有资金,无资金取得成本。

(十) 《中华人民共和国塔里木盆地喀什北区块石油勘探、开发和生产合同》及各补充协议持续有效,合同签订的各方按照合同约定履行相关义务,否则合同权益不存在。

五、估值参数的确定

（一）估值基准日保有资源储量

依据《喀什北区块勘探潜力分析报告》（以下简称“潜力分析报告”）确定，其中：气藏（阿深 1、康苏 6、康苏 3 圈闭）可探明资源量为 6037.19 亿立方米，可采资源量为 1117.24 亿立方米；油藏（乌西 3 圈闭）可探明资源量为 8450.34 万吨，可采资源量为 2535.11 万吨。详见下表。

圈闭	油气藏类型	单位	资源量	可探明资源量	采收率（%）	技术可采资源量
阿深 1	气藏	亿 m ³	4724.03	1561.18	55/60	858.65
康苏 6	气藏	亿 m ³	1197.85	399.01	60	239.41
康苏 3	气藏	亿 m ³	115.31	38.37	50	19.18
气藏小计		亿 m ³	6037.19	1998.56		1117.24
乌西 3	油藏	万吨	42531.63	8450.34	30	2535.11

（二）估值利用资源储量

依据本次估值合同约定，本次估值利用的资源储量即为《潜力分析报告》估算的资源储量。

（三）估值基准日可采储量

依据《潜力分析报告》，确定，其中：气藏（阿深 1、康苏 6、康苏 3 圈闭）可采资源量为 1117.24 亿立方米；油藏（乌西 3 圈闭）可采资源量为 2535.11 万吨。

（四）估值计算年限

《开发概念设计》设计油气区首期开采年限最长至 2048 年，《合作开发合同》约定的合同期从该合同执行之日（经商务部批准之日起，2009 年 4 月 24 日）起最长不超过三十（30）个连续合同年，故本次估值确定估值计算年限为 2009 年 4 月 24 日至 2039 年 4 月 23 日。

（五）产品方案及产量

1. 产品方案

产品方案为符合《合作开发合同》要求的原油和天然气。

2. 产品产量

依据《喀什北区块勘探期顺延开发概念设计》（以下简称“开发概念设计”），初期建设 3 个油气田：阿深 1 石炭系气田、乌西 3 东块侏罗系油田、康苏 6 侏罗系气田；乌西 3 西块作接替区块、乌西 3 东块白垩系作接替层系、康苏 6 白垩系作接

替层系、康苏 3 白垩系作接替区块。设计排产如下图：

阿深 1 石炭系气田产量预测表

年份	年产量(亿方)	年末产能 (亿方)
2024		
2025		
2026		
2027	3.1469	3.1469
2028	16.9056	16.9056
2029	30.0000	30.0000
2030	30.0000	30.0000
2031	30.0000	30.0000
2032	30.0000	30.0000
2033	29.8794	29.7426
2034	29.4616	29.1592
2035	28.8502	28.5336
2036	28.2118	27.8796
2037	27.5422	27.1944
2038	26.8390	26.4732
2039	26.0958	25.7080
2040	25.3072	24.8948
2041	24.4670	24.0250
2042	23.5648	23.0866
2043	22.5878	22.0658
2044	21.5168	20.9394
2045	20.3260	19.6754
2046	18.9760	18.2216
2047	17.3956	16.4828
2048	15.4492	14.2476
合计	526.52	

康苏 6 侏罗系气田产量预测表

年份	年产量 (亿方)	年末产能 (亿方)
2024		
2025		
2026		
2027		
2028	6.6	6.6
2029	6.6	6.6
2030	6.6	6.6
2031	6.6	6.6
2032	6.6	6.6
2033	6.5300	6.4585
2034	6.3850	6.3105
2035	6.2335	6.1550
2036	6.0740	5.9910
2037	5.9060	5.8180
2038	5.7275	5.6340
2039	5.5370	5.4370
2040	5.3330	5.2245
2041	5.1115	4.9930
2042	4.8690	4.7380
2043	4.5995	4.4525
2044	4.2945	4.1240
2045	3.9385	3.7335
2046	3.5030	3.2370
2047	2.9190	2.5100
合计	109.9610	

乌西 3 东块侏罗系油田产量预测表

年份	年产量 (万吨)	年末产能 (万吨)
2024		
2025		
2026		
2027		
2028	27.8088	27.8088
2029	49.4877	49.4877
2030	61.0000	61.0000
2031	60.1730	57.9682
2032	57.0833	53.4799
2033	52.5669	49.1104
2034	48.2354	44.9280
2035	44.0909	40.9314
2036	40.1334	37.1230
2037	36.3629	33.5004
2038	32.7781	30.0614
2039	29.3782	26.8106
2040	26.1653	23.7456
2041	23.1381	20.8665
2042	20.2971	18.1721
2043	17.6439	15.6659
合计	626.3430	

(六) 估值经济参数的确定

1. 产品价格

(1) 产品价格确定原则

产品销售价格，应根据产品类型、产品质量和销售条件，一般采用当地价格口径确定，可以估值基准日前五个年度的价格平均值或回归分析后确定估值用的产品价格。本次估值采用估值基准日前五个年度内合同区执行的天然气平均售价及世界银行公布的原油平均价格作为本次估值用产品价格。

(2) 估值用产品价格

1) 天然气价格

《合作开发合同》已约定合同区内产出的天然气全部销售给中石油，合同区内前三年天然气销售价格一直稳定为 0.9850 元/立方米（含税），故本次估值对该价格

予以利用。

2) 原油价格

《合作开发合同》约定合同区内所有油田生产的原油价格参照当时世界主要石油市场相似品质原油所通行的正常交易价格予以确定，并根据原油的质量、交货条件、运输、付款和其他条件等因素予以调整。

本次估值通过同花顺（iFinD）客户端查询到世界银行发布的估值基准日前五年原油现货价格（美元/桶）如下表：

年月	价格	年月	价格	年月	价格	年月	价格	年月	价格
2024-03	83.55	2023-03	76.47	2022-03	112.40	2021-03	63.83	2020-03	32.20
2024-02	80.55	2023-02	80.25	2022-02	93.54	2021-02	60.46	2020-02	53.35
2024-01	77.67	2023-01	80.41	2022-01	83.92	2021-01	53.60	2020-01	61.63
2023-12	75.72	2022-12	78.07	2021-12	72.87	2020-12	48.73	2019-12	63.35
2023-11	81.35	2022-11	87.38	2021-11	79.92	2020-11	42.30	2019-11	60.40
2023-10	89.08	2022-10	90.33	2021-10	82.06	2020-10	39.90	2019-10	57.27
2023-09	92.22	2022-09	88.22	2021-09	72.80	2020-09	40.60	2019-09	60.04
2023-08	84.72	2022-08	95.97	2021-08	68.87	2020-08	43.44	2019-08	57.67
2023-07	78.98	2022-07	105.08	2021-07	73.28	2020-07	42.07	2019-07	61.48
2023-06	73.26	2022-06	116.80	2021-06	71.80	2020-06	39.46	2019-06	59.76
2023-05	74.12	2022-05	110.10	2021-05	66.40	2020-05	30.38	2019-05	66.83
2023-04	82.46	2022-04	103.41	2021-04	62.95	2020-04	21.04	2019-04	68.58

由上表计算近五年原油均价为 70.92 美元/桶，按估值基准日人民币汇率 6.87 换算为 577.63 元/桶。依据《开发概念设计》计算的原油密度计算吨桶比为 7.69，原油价格为 3747.85 元/吨。

2. 销售收入

假设当年矿产品全部销售，年销售收入计算公式为：

年销售收入 = Σ （年产品产量 × 销售价格）

= 天然气产量 × 天然气销售价格 + 原油产量 × 原油价格

各年度销售收入详见附表。

3. 固定资产投资

估值用固定资产投资包括估值基准日已形成资产及后期新增投资。合同权益区在估值基准日已形成资产依据账面值确定，依据年代能源提供的数据，合同权益区

内已有资产主要为康苏 6 井的钻井费用，因该井已进行试气，经估值人员现场与年代能源技术负责人沟通，该井后续可做生产用，故本次估值该井费用予以资本化，作为估值用固定资产。

《开发概念设计》设计新增投资包括钻井（探井、评价井、开发经）费用、三维地震费用、管线和地面费用、30 亿方天然气处理厂建设费用、60 万吨原油处理厂和主管道建设费用。本次估值予以利用。

综上，本次估值用固定资产投资见下表：

序号	项目或费用名称	估值基准日 已形成投资	设计投资	估值用固定资产投资
一	天然气			
1	开发井投资		446278.75	465251.02
1.1	钻井投资	18972.27	446278.75	465251.02
1.2	采油投资			0.00
2	地面工程投资		178500.00	178500.00
3	地震费用		30600	
合计	小计	18972.27	624778.75	643751.02
二	原油			
1	开发井投资		328060.55	328060.55
1.1	钻井投资		328060.55	328060.55
1.2	采气投资			0.00
2	地面工程投资		84500.00	84500.00
3	地震费用		16000	
合计	小计		412560.55	412560.55

《合作开发合同》约定合同区内每一油（气）田开发作业者所需的开发费用，分别由中石油和合同者按照中石油 51%、合同者 49%的参与比例提供。

本次估值共创投控享有的权益比例估算共创投控应承担的固定资产投资为 524181.53 万元。

康苏 6 经已投入的费用在估值基准日流出，新增投资依据《开发概念设计》排产计划于 2024 年 4 月至 2029 年陆续投入。

4. 更新改造资金、回收固定资产残余值

固定资产更新投资是根据国家有关技术规定和估值选取的各种类型固定资产的寿命，确定各类固定资产的服务和折旧年限，在各类固定资产计提完折旧后进行

更新投入，以满足矿山连续生产的需要。房屋建筑物和机器设备类固定资产采用不变价原则进行其更新资金投入，即机器设备、房屋建筑物在其计提完折旧后的下一时点（下一年或下一月）投入等额初始投资(基建期初始投资)。固定资产的残值在各类固定资产折旧年限结束年回收，以估值计算期末固定资产净值作为回收的固定资产净余值。

结合本次估值计算期特点，本次估值地面工程折旧年限为 20 年，残值率 5%；钻井折旧年限为 12 年，不留残值。

依据《合作开发合同》约定，合同区内按某一油（气）田按照工作计划和预算购置、按照、建造所形成的全部和任何资产，所有权归中石油，本次估值不考虑期末固定资产残余值回收。

5. 无形资产投资

本次估值对无形资产投资只考虑土地使用权。《开发概念设计》对油气区开采所需的土地使用权投资未单独列示，本次估值也不再对土地使用权投资进行区分。

6. 后续勘查费用

《开发概念设计》设计后续勘查费用为 46600.00 万元。依据《合作开发合同》约定，勘探作业所需的一切勘探费用应由合同者单独提供，故本次估值将《开发概念设计》估算的勘探费用全部视为合同者提供。

7. 流动资金

本次估值采用扩大指标法，按固定资产原值的 9%估算流动资金。《合作开发合同》约定合同区内每一油（气）田开发作业者所需的开发费用，分别由中石油和合同者按照中石油 51%、合同者 49%的参与比例提供。本次估值按合同者享有的权益比例估算合同者应承担的流动资金为 46583.34 万元。

8. 总成本费用和经营成本

本次估值的总成本费用核算方法为“制造成本法”。计算公式如下：

成本费用=产品成本+管理费用+财务费用+营业费用

=（制造成本+制造费用）+管理费用+财务费用+营业费用。

经营成本=总成本费用-折旧费-摊销费-折旧性质维简费-利息支出

该项目，油气生产成本主要包括在油气提升、集输、加工和储存等生产环节发生的人工费、修理费、供应品消耗及相关税费等。年代能源已对合同区内的阿克莫木气田进行了开采，本次估值用天然气生产的成本费用参照年代能源 2023 年天然气

生产的实际成本费用确定；合同区内尚未进行原油开采，本次估值参考其他地区原油生产的成本费用确定。各项成本费用确定如下：

(1) 天然气开采成本费用

本次估值采用的天然气开采单位成本费用，主要依据作业者提供的阿克莫木气田（第一指定地区）2023 年的实际成本费用确定。各项成本确定如下：

①生产成本

阿克莫木气田生产成本包含管输费、生产作业费、维护作业费、上级管理费、其他费用、安全费用、生产期税费、折旧及摊销、勘探费用及其他相关费用。本次估值剔除上述费用中的上级管理费，对涉及的税费、折旧及摊销费重新进行估算，对于其他成本费用予以利用。

②管理费用

本次估值用管理费用按阿克莫木气田 2023 年单位管理费用确定。

③销售费用

本次估值用销售按阿克莫木气田 2023 年单位销售费用确定。

④财务费用

假定流动资金中 30%为自有资金、70%为银行贷款，贷款利息计入财务费用中，不考虑其他资金成本。贷款利率按距离评估基准日最近一期 LPR 一年期贷款利率确定。

(2) 原油开采成本费用

合同区内尚未进行原油开采。本次估值参考其他油田的成本费用确定。其中生产成本包含材料费、燃料动力费、职工薪酬、折旧费、运输费、井下作业费、老井压裂费、油区维护费、制造费用。

各项成本费用取值详见表。

估值用单位成本费用表

序号	天然气开采成本费用（元/m ³ ）			序号	原油开采成本费用			
	项目	参考阿克莫木气田成本	本次评估取值		参考其他油田成本		参考成本	本次评估取值
1	生产成本	0.6607		1	生产成本	单位		
1.1	作业期间	0.2259	0.2259	1.1	材料费	万元/井	2.24	2.24
1.1.1	管输费	0.1	0.1	1.2	燃料动力费	万元/井	5.35	5.35

新疆鑫泰天然气股份有限公司拟资产收购事宜涉及共创投资控股集团有限公司
在指定矿区范围内享有的石油勘探、开发和生产的权益估值报告

序号	天然气开采成本费用（元/m ³ ）			序号	原油开采成本费用			
	项目	参考阿克莫木气田成本	本次评估取值		参考其他油田成本		参考成本	本次评估取值
1.1.2	生产作业费	0.1006	0.1006	1.3	职工薪酬	万元/井	7.01	7.01
1.1.3	维护作业费	0.0108	0.0108	1.4	折旧费	元/吨		729.13
1.1.4	上级管理费	0.0054		1.5	运输费	万元/井	118.67	118.67
1.1.5	其他费用	0.0062	0.0062	1.6	井下作业费	万元/井	0.67	0.67
1.1.6	安全费用	0.0026	0.0026	1.7	老井压裂费	万元/井	4.57	4.57
1.1.7	生产期税费	0.0003		1.8	油区维护费	万元/井	4.49	4.49
2	制造费用			1.9	制造费用	元/吨	12.61	12.61
2.1	折旧及摊销			3	管理费用	元/吨	0.07	0.07
2.1.1	固定资产折旧	0.1584	0.1334	4	石油特别收益金	元/吨		65
2.1.2	无形资产摊销	0.039	0.039	5	销售费用			
2.2	阿克气田相关费用	0.0073	0.0073	6	财务费用	元/吨		14.95
2.3	勘探相关费用	0.0042						
3	管理费用	0.0499	0.0499					
4	销售费用	0.0031	0.0031					
5	财务费用	0.0693	0.0038					

9. 权益比例及分成方式

本次估值依据《合作开发合同》相关约定，对勘探和开发各环节发生的费用采用下述方式分配：

- （1）合同区内勘探费用全部由合同者独立承担；
- （2）年度原油和天然气总产量先按税法规定支付增值税和资源税；
- （3）年度原油总产量的 60%、天然气总产量的 70%作为费用回收油；
- （4）费用回收油（气）按规定支付了作业费后剩余的油（气）作为投资回收油，用于回收合同者就合同区发生而又尚未回收的勘探费；未能回收的勘探费结转并在下一日历年的投资回收油（气）中继续回收，直至全部回收完为止；
- （5）从合同者就合同区所发生的勘探费用回收完毕的这一日历年开始，任一油（气）田的投资回收油（气）按双方各自在该油（气）田参与权益的比例，用以同时地回收中石油和合同者就该油（气）田所发生而又尚未回收的开发费用。未能

回收的开发费应结转在下一日历年的投资回收油（气）中继续回收，直至全部回收完毕为止；

（6）双方任一油田回收完该油（气）田的开发费后剩余的投资回收油（气）即为余额油（气）。余额油（气）分成“分成油（气）”和中方的“留成油（气）”两部分。每个油（气）田每个日历年的分成油（气）等于该日历年的余额油（气）乘以该日历年的合同区内每个油（气）田的分成率。每个油（气）田每个日历年的分成油（气）按中石油 51%和合同者 49%的各自在开发费用中参与权益的比例分配给双方。

10. 税金及附加

销售税金及附加一般包括城市维护建设税、教育费附加、地方教育费附加及资源税。城市维护建设税、教育费附加、地方教育费附加以应缴增值税税额为税基。

本次估值用各项税金及附加的税率采用年代能源现行税率估算。年代能源执行增值税率为 5%，城市维护建设适用税率为 5%，教育费附加税率为 5%，天然气资源税率为 0，印花税税率为 0.03%。原油资源税率取值为 6%，

11. 企业所得税

年利润总额 = 年销售收入 - 年总成本费用 - 年销售税金及附加

根据《中华人民共和国企业所得税法》，所得税按企业应纳税所得额征收，企业所得税税率为 25%。依据《财政部 税务总局 国家发展改革委关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部公告 2020 年第 23 号），自 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按 15% 的税率征收企业所得税。本次估值在 2030 年（含）以前按 15% 的税率执行，2031 年起税率按 25% 执行。

12. 折现率

按照收益额与折现率口径一致的原则，本次评估折现率采用风险累加法确定：

$$R_e = R_f + R_m$$

式中：

Rf: 无风险报酬率，取评估基准日已发行期限在 10 年以内的国债到期收益率平均值为 2.24%；

Rm: 风险报酬率，考虑项目面临的政策风险、建设风险、运营风险和财务风险，合计为 9.50%；

(1) 项目政策风险：由行业性市场特点、投资特点、开发特点等因素造成的不确定性带来的风险。本次取 2.50%；

(2) 项目建设风险：因不同勘查开发阶段距开采实现收益的时间长短以及对未来开发建设条件、市场条件的判断的不确定性造成的。普查、详查、勘探及建设、开发、生产等不同阶段风险不同。本次取 2.50%；

(3) 项目运营风险：运营方式、运营成本及市场竞争等因素影响，均造成一定的运营风险。本次取 2.50%；

(4) 项目财务风险：包括产生于企业外部而影响财务状况的财务风险和产生于企业内部的经营风险两个方面。财务风险是企业资金融通、流动以及收益分配方面的风险，包括利息风险、汇率风险、购买力风险和税率风险。经营风险是企业内部风险，是企业经营过程中，在市场需求、要素供给、综合开发、企业管理等方面的不确定性所造成的风险。本次取 2.00%。

以上得出此次评估折现率 R_e ：

$$\begin{aligned} R_e &= R_f + R_m \\ &= 2.24\% + 9.50\% \\ &= 11.74\% \end{aligned}$$

六、估值结论

新天然气拟资产收购事宜涉及共创投控在指定矿区范围内享有的石油勘探、开发和生产的权益估值过程采用的主要经济参数为：

1. 估值计算年限为 15.08 年（2024 年 4 月至 2039 年 4 月）；
2. 估值气藏可采资源量为 1117.24 亿立方米，油藏可采资源量为 2535.11 万吨；
3. 原油生产规模为 61 万吨/年，天然气生产规模为 36.6 亿 m³/年；
4. 原油售价为 3746.72 元/吨，天然气售价为 0.985 元/m³；
5. 折现率为 11.74%。

经估算，新天然气拟资产收购事宜涉及共创投控在指定矿区范围内享有的石油勘探、开发和生产的权益估算价值为 **260,530.42 万元**，大写人民币贰拾陆亿零伍佰叁拾万零肆仟贰佰元整。

以上内容为我公司根据委托人及共创投控提供的资料形成的结论。

提请委托人关注“一、（三）提请注意事项内容”。

估值人员：

王导

估值人员：

丁一

中铭国际资产评估（北京）有限责任公司

2024 年 5 月 10 日



共创投资控股集团有限公司在指定矿区范围内享有的石油勘探、开发和生产的合同权益价值估算表

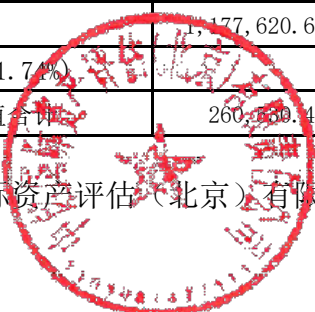
共2页第1页
单位：万元

评估委托人：新疆鑫泰天然气股份有限公司

评估基准日：2024年3月31日

序号	项目	合计	2024年3月31日	2024年4-12月	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
			0	0.38	1.25	2.25	3.25	4.25	5.25	6.25
			评估基准日	基建期	生 产 期					
一	现金流入(+)									
1	销售收入	2,785,271.07					-	267,561.73	268,184.16	284,690.75
2	回收固定资产残(余)值	-			-	-	-	-	-	-
3	回收流动资金	46,583.34								
4	抵扣进项增值税	-								
5	回收土地使用权投资摊余值	-								
6	小 计	2,831,854.41	-	-	-	-	-	267,561.73	268,184.16	284,690.75
二	现金流出(-)									
1	固定资产投资	524,181.53	18,972.27	12395.11	51678.04	58743.95	195663.40	120914.85	65813.91	
2	固定资产更新改造资金	-			-	-	-	-	-	-
3	无形资产(土地使用费)	-								
4	后续勘查费用	46,600.00		8533.33	32666.67	5400.00				
5	流动资金	46,583.34					28389.41998	18,193.92		
6	经营成本	594,289.05					4,325.25	36,518.96	55,341.77	55,779.88
7	销售税金及附加	71,238.51					-	6,234.23	6,872.75	8,226.62
8	企业所得税	371,341.29					-	29,614.05	24,862.53	26,301.77
9	小 计	1,654,233.72	18,972.27	20,928.44	84,344.71	64,143.95	228,378.07	211,476.01	152,890.96	90,308.27
三	净现金流量	1,177,620.69	-18,972.27	-20,928.44	-84,344.71	-64,143.95	-228,378.07	56,085.72	115,293.20	194,382.48
四	折现系数(r=11.7%)		1.0000	0.9587	0.8704	0.7790	0.6971	0.6239	0.5583	0.4997
五	净现金流量现值合计	260,530.42	-18,972.27	-20,064.10	-73,413.64	-49,968.14	-159,202.35	34,991.88	64,368.19	97,132.93

评估机构：中铭国际资产评估(北京)有限责任公司



共创投资控股集团有限公司在指定矿区范围内享有的石油勘探、开发和生产的合同权益价值估算表

共2页第2页
单位：万元

评估委托人：新疆鑫泰天然气股份有限公司

评估基准日：2024年3月31日

序号	项目	2031年	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年	2038年	2039年1-4月23日	2039年4月底
		7.25	8.25	9.25	10.25	11.25	12.25	13.25	14.25	14.92	15.08
		生 产 期									回收期
一	现金流入(+)										
1	销售收入	276,713.61	256,186.84	254,762.47	244,775.28	234,181.59	223,757.08	213,382.29	201,084.86	59,990.41	
2	回收固定资产残(余)值	-	-	-	-	-	-	-	-		
3	回收流动资金										46,583.34
4	抵扣进项增值税										
5	回收土地使用权投资摊余值										
6	小 计	276,713.61	256,186.84	254,762.47	244,775.28	234,181.59	223,757.08	213,382.29	201,084.86	59,990.41	46,583.34
二	现金流出(-)										
1	固定资产投资										
2	固定资产更新改造资金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3	无形资产(土地使用费)										
4	后续勘查费用										
5	流动资金										
6	经营成本	55,748.28	55,630.67	55,197.03	54,258.68	53,052.15	51,804.74	50,510.01	49,161.88	16,959.75	
7	销售税金及附加	7,705.69	7,276.89	6,803.57	6,303.38	5,817.63	5,352.39	4,906.16	4,466.48	1,272.72	
8	企业所得税	41,981.66	36,992.23	36,881.13	34,781.40	32,603.65	30,474.77	28,756.95	41,283.16	6,807.99	
9	小 计	105,435.63	99,899.79	98,881.73	95,343.46	91,473.43	87,631.90	84,173.12	94,911.52	25,040.46	-
三	净现金流量	171,277.98	156,287.05	155,880.74	149,431.82	142,708.16	136,125.18	129,209.17	106,173.34	34,949.95	46,583.34
四	折现系数(r=11.74%)	0.4472	0.4002	0.3582	0.3205	0.2868	0.2567	0.2297	0.2056	0.1909	0.1875
五	净现金流量现值合计	76,595.51	62,746.08	55,836.48	47,892.90	40,928.70	34,943.33	29,679.35	21,829.24	6,671.95	8,734.38

评估机构：中铭国际资产评估(北京)有限责任公司

