

香港交易及結算所有限公司、香港聯合交易所有限公司及香港證券及期貨事務監察委員會對本網上預覽資料集的內容概不負責，對其準確性或完整性亦不發表任何聲明，並明確表示概不就因本網上預覽資料集全部或任何部分內容而產生或因依賴該等內容而引致之任何損失承擔任何責任。

網上預覽資料集



MIE HOLDINGS CORPORATION MI 能源控股有限公司*

(於開曼群島註冊成立的有限公司)

警告

本網上預覽資料集乃根據香港聯合交易所有限公司（「聯交所」）／證券及期貨事務監察委員會的要求而刊發，僅用作提供資料予香港公眾人士。

本網上預覽資料集為草擬本，其內所載資料並不完整，亦可能會作出重大變動。閣下閱覽本文件，即代表閣下知悉、接納並向MI能源控股有限公司（「本公司」）、其保薦人、顧問及包銷團成員表示同意：

- (a) 本網上預覽資料集僅為提供資料及便利向香港投資者同步發佈資料，概無任何其他目的。投資者不應根據本網上預覽資料集的資料作出任何投資決定；
- (b) 在聯交所網站登載本網上預覽資料集或任何補充、修訂或更換附頁，並不引起本公司、其保薦人、顧問及包銷團成員在香港或任何其他司法權區必須進行發售活動的責任。本公司最終會否進行任何發售仍屬未知之數；
- (c) 本網上預覽資料集或任何補充、修訂或更換附頁的內容可能會亦可能不會在最後的正式的文件內全部或部分轉載；
- (d) 本網上預覽資料集為草擬本，本公司可能不時將其更改、更新或修訂，且該等更改、更新及／或修訂可能屬重大，但本公司及／或其聯屬公司、顧問、保薦人或包銷團成員各自均無責任（法定或其他）更新本網上預覽資料集所載的任何資料；
- (e) 本網上預覽資料集並不構成向任何司法權區的公眾提呈出售任何證券的文件、通告、通函、小冊子或廣告，亦非邀請公眾提出認購或購買任何證券的要約，且不在旨在邀請公眾提出認購或購買任何證券的要約；
- (f) 本網上預覽資料集不應被視為認購或購買任何證券的誘因，亦不擬構成該等誘因；
- (g) 本公司或其任何聯屬公司、保薦人、顧問或包銷團成員概無於任何司法權區通過刊發本網上預覽資料集而發售任何證券或徵求購買任何證券的要約；
- (h) 本公司或其任何聯屬公司、保薦人、顧問或包銷團成員概無就本網上預覽資料集所載資料的準確性或完整性作出任何明確或隱含的聲明或保證；
- (i) 本網上預覽資料集或其任何經補充、修改或替換的頁次或其內所載資料不應構成與任何合同或承擔有關的基準，亦不應賴以為據；
- (j) 本公司及其任何聯屬公司、保薦人、顧問或包銷團成員各自明確表示，概不會就本網上預覽資料集所載或所遺漏的任何資料或其任何不準確或錯誤承擔任何及一切責任；
- (k) 本公司並無亦不會將本網上預覽資料集所指的證券按一九三三年美國證券法（經修訂）（「美國證券法」）或美國任何州立證券法律登記；及
- (l) 由於本網上預覽資料集的派發或本網上預覽資料集所載任何資料的發佈可能受到法律限制，閣下同意了解並遵守任何該等適用於閣下的限制。

本網上預覽資料集將不會於美國刊發或派發予美國人士。本網上預覽資料集所述的任何證券並無及不會根據美國證券法登記，亦不可在未根據美國證券法登記或未取得證券法的豁免根據美國證券法登記的情況下在美國發售或出售。證券不會在美國公開發售。

本網上預覽資料集或其內所載資料並不屬於美國提呈出售或徵求購買任何證券的要約或構成其部分。本網上預覽資料集將不會在加拿大或日本作出，亦不可在加拿大或日本派發或發送至加拿大或日本。

於本公司文件於香港公司註冊處登記後，方會向香港公眾人士提出要約或邀請。倘於適當時候向香港公眾人士提出要約或邀請，有意投資者務請僅依據於香港公司註冊處登記的本公司文件作出投資決定；文件的副本將於發售期內向公眾派發。

* 僅供識別

目 錄

本網上預覽資料集包含以下有關本公司的資料，乃摘錄自草擬文件聆訊後版本的修訂本：

目錄

概要

釋義

技術詞彙

前瞻性陳述

風險因素

董事

公司資料

行業概覽

法規

歷史及企業架構

業務

與控股股東的關係及關連交易

董事及高級管理層

主要股東

財務資料

未來計劃

附錄一 — 會計師報告

附錄四 — 物業估值

附錄五 — 獨立技術報告

附錄六 — 本公司組織章程及開曼群島公司法概要

附錄七 — 法定及一般資料

閣下應細閱本網上預覽資料集封面「警告」一節。

概 要

本概要旨在為閣下提供本文件所載資料的概覽。由於此乃概要，故未必載列閣下認為重要的全部資料。

概覽

中國石油及燃氣行業由三大石油國有企業中石油、中石化及中海油壟斷。獨立上游石油公司現時所佔市場份額雖小，但在中國石油及燃氣行業越見活躍。本公司乃中國最主要的陸上獨立上游石油公司之一（以產品分成合同項下的總產量計）。根據與中國最大的石油公司中石油簽訂的三份獨立產品分成合同，本公司在中國最富饒的產油盆地松遼盆地經營大安、莫里青及廟3油田。此外，本公司亦尋求獨自及與其他大型獨立石油公司聯手於中國開發及生產石油，以及於國際上勘探、開發及生產石油的其他機會。

截至二零一零年六月三十日，本公司的淨探明、概算及可能儲量（包括已開發及未開發儲量）估計分別約為29,400,000桶、18,300,000桶及13,500,000桶。自二零零一年本公司接手三個油田的經營以來，本公司的原油日產量大幅增長。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年，本公司每天的原油淨產量平均分別為6,439桶、8,150桶、7,637桶及10,042桶，複合年增長率為17.5%。自FEEL於二零零三年八月收購MIE以來，本公司的原油淨產量由二零零四年的每天平均1,855桶增至二零一零年上半年的每天平均10,042桶，複合年增長率為35.9%。本公司高水準的開發及生產體現在我們龐大的鑽井機及採油井數量上。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年，本公司分別同時作業33、24、25及28座鑽井機，並分別於其三個油田共作業827、1,218、1,383及1,592口採油井。

作為大安、莫里青及廟3油田的作業者，本公司於產品分成合同項下外國合同者的權利及義務中持有90%的參與權益。作為被動的外國合同者澳大利亞環球石油並未直接參與油田的作業，其持有餘下10%的參與權益。根據各項產品分成合同，本公司為該等油田的石油資源開發及生產提供資金、技術及管理經驗，所換取的為於成功開發石油儲量後，本公司根據於產品分成合同所規定的公式與中石油對原油產量分成。根據產品分成合同，於商業生產期的一定期間，分攤至外國合同者的收益及操作費可能介乎於48%至80%之間，視乎外國合同者是否已悉數回收彼等開發費用而定。有關產品分成合同項下收益及開支分配的詳情，請參閱「業務－產品分成合同」。本公司三個油田所生產的全部石油均銷售予中石油。大安、莫里青及廟3油田的產品分成合同將分別於二零二四年、二零二八年及二零二八年到期。本公司已收回於大安油田的開發成本，及預計將分別於二零一三年及二零一五年收回於莫里青及廟3油田的開發成本。

本公司經營成功及專有技術有效應用，從其穩健的往績記錄及極高的成功率足以見證。從二零零一年至二零一零年六月三十日，本公司於其油田內共鑽探1,552口總開發井，其中僅七口為乾井。截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，本公司分別作業827、1,218、1,383及1,592口總採油井。本公司相信其油田具有強勁的增長潛力，並在所經營的油田上開鑽更多油井以持續擴大經營，且本公司相信在未來幾年，此舉將大幅提高本公司的淨原油產量。截至二零一零年六月三十日，本公司已識別614、783及483處包含探明、概

概 要

算及可能的未開發儲量的可能井位，可供未來鑽探，在本公司的估計淨儲量中，已包括該等井位的探明、概算及可能的未開發儲量分別為8,600,000桶、10,300,000桶及8,100,000桶。

本公司淨儲量概要

	於二零一零年六月三十日		
	探明	概算	可能
	(千桶)		
大安油田.....	24,627	14,119	7,995
莫里青油田.....	4,504	3,806	5,272
廟3油田	278	346	199
總計	<u>29,409</u>	<u>18,271</u>	<u>13,466</u>

於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年，本公司的收益合計達人民幣1,221,600,000元、人民幣1,971,700,000元、人民幣1,166,800,000元及人民幣947,400,000元。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年，本公司的EBITDA分別為人民幣797,800,000元、人民幣1,256,800,000元、人民幣687,000,000元及人民幣628,200,000元，本公司的經調整EBITDA分別為人民幣817,500,000元、人民幣1,127,900,000元、人民幣821,300,000元及人民幣662,000,000元。截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度及二零一零年六月三十日止六個月，本公司淨溢利分別為人民幣308,900,000元、人民幣611,100,000元、人民幣110,500,000元及人民幣238,500,000元。

本公司的產品分成合同結構令本公司可有效回收成本。根據產品分成合同，原油在扣除增值稅及礦區使用費後根據產量分配規定分配，剩餘可分配石油的80%分配予外國合同者，以收回操作費、先導試驗期成本及開發費用。本公司享有剩餘可分配石油淨額的72%（即外國合同者權益的90%），直至收回全部開發費用。倘某段期間生產的石油不足以回收本公司於該期間產生的全部成本，則成本將結轉至下一期間直至本公司通過日後石油產量回收有關成本。在外國合同者通過各期間產生的石油收益回收全部操作費、先導試驗期成本及開發費用（包括過往期間任何未回收的操作費、先導試驗期成本及開發費用）後，該期間可分配石油的剩餘部分將按52%及48%的比例分別分配予中石油及外國合同者，本公司的淨權益為43.2%（即外國合同者權益的90%）。因此，外國合同者的權益介乎48%至80%，本公司的淨權益介乎43.2%至72%。請參閱「業務－產品分成合同」。

本公司已回收其於大安油田的所有過往開發費用，但本公司並未達到大安油田最初總體開發方案及補充總體開發方案項下鑽井數的限制及批准開發投資的金額。由於並未達到最初總體開發方案及補充總體開發方案所載的上限，故本公司繼續根據聯合管理委員會批准的發展計劃於大安油田進行額外投資。就莫里青及廟3油田而言，截至二零一零年六月三十日，本公司已分別回收過往開發費用的78.0%及42.8%。

概 要

主要作業數據

	截至十二月三十一日止年度			截至 六月三十日 止六個月 期間
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	二零一零年
產量、價格及成本				
銷量(百萬桶)	2.33	2.72	2.92	1.81
淨年產量(百萬桶)	2.35	2.98	2.79	1.82
日平均原油淨產量(桶)	6,439	8,150	7,637	10,042
大安油田	5,295	6,492	6,000	7,665
莫里青油田	1,003	1,505	1,453	1,831
廟3油田	141	153	184	546
平均銷售價格(美元/每桶原油)	69.00	104.78	58.58	76.72
大安油田	68.50	105.66	59.05	76.67
莫里青油田	71.31	101.51	56.83	76.96
廟3油田	70.43	102.03	56.57	76.64
採油成本(美元/每桶原油)	7.24	6.52	7.69	6.37
大安油田	5.44	4.23	6.21	5.01
莫里青油田	13.70	13.26	11.82	10.21
廟3油田 ⁽¹⁾	26.52	31.06	25.86	12.73

(1) 因廟3油田在開發的初始階段，其每生產單位固定成本更高，故其採油成本高於其他兩個油田。

商品價格風險管理

石油認沽期權

本公司使用石油認沽期權管理原油價格下跌風險。於二零零七年十一月，本公司購買石油認沽期權以按每桶62.50美元的行權價向Standard Bank Plc名義出售5,236,710桶原油，二零零八年一月一日至二零一零年十二月三十一日每月分期交付130,061桶至154,378桶。於二零零八年一月一日至二零一零年六月三十日期間，本公司的原油淨產量總計為7,600,000桶。石油認沽期權項下的價格乃基於西德克薩斯中質原油價格。根據同一協議，本公司亦向Standard Bank Plc出售期權，根據與本公司所購買期權相同的條款及條件，按每桶42.50美元的行權價向本公司名義出售5,236,710桶，二零零八年一月一日至二零一零年十二月三十一日每月分期交付130,061桶至154,378桶。實際上，石油認沽期權的買賣組合為鎖定二零零八年一月一日至二零一零年十二月三十一日止期間每月最低油價為每桶62.50美元，介乎每月130,061桶至154,378桶，最高下調保障為每桶20.00美元。倘西德克薩斯中質原油平均價格高於每桶62.50美元，則期權將不會獲行使。倘石油的每月平均現貨價格於二零零八年一月一日至二零一零年十二月三十一日期間每個月降至低於每桶62.50美元，本公司就該月的名義數量向Standard Bank Plc收取每桶62.50美元的行權價與西德克薩斯中質原油平均價格之間的差價，惟Standard Bank Plc支付的最高額限於每桶20.00美元。本公司於二零零八年及二零零九年分別向Standard Bank Plc支付權利金2,300,000美元及11,100,000美元，就此石油認沽期權安排的權利金付款總額為13,400,000美元，此為本公司於往績記錄期間支付的唯一認沽期權權利金。於二零零八年，本公司錄得非現金未變現收益人民幣1.298億元。於二零零九年及截至二零一零年六月三十日止六個月期間，由於石油認沽期權未變現部分的公允價

概 要

值發生變動，本公司分別錄得非現金未變現虧損人民幣2.072億元及人民幣14,000,000元，及分別自石油認沽期權合同錄得已變現現金流入人民幣70,900,000元及零，使得本公司於上述期間自石油認沽期權分別錄得淨虧損總計人民幣1.363億元及人民幣14,000,000元。此非現金未變現收益或虧損於本公司的綜合收入表中計為其他收入或虧損。

於二零一零年十月，本公司購買石油認沽期權以按每桶70.00美元的行權價向Merrill Lynch Commodities, Inc.名義出售3,000,000桶原油，二零一一年每月分期交付150,000桶，二零一二年每月分期交付100,000桶。期權項下的價格乃基於西德克薩斯中質原油價格。根據同一協議，本公司同時向Merrill Lynch Commodities, Inc.出售石油認沽期權，根據與本公司所購買期權相同的條款及條件，按每桶55.00美元的行權價向本公司名義出售3,000,000桶，二零一一年每月分期交付150,000桶，二零一二年每月分期交付100,000桶。石油認沽期權均於二零一二年十二月三十一日到期。本公司預計，本公司於二零一一年及二零一二年的石油淨產量將分別為3,800,000桶及4,500,000桶。實際上，石油認沽期權的買賣組合為鎖定二零一一年每月150,000桶及二零一一年每月100,000桶的最低油價為每桶70.00美元，最高保障為每桶15.00美元。倘西德克薩斯中質原油平均價格高於每桶70.00美元，則期權將不會獲行使。倘石油的每月平均現貨價格降至低於每桶70.00美元，本公司將於每個月就該月的名義數量每月向Merrill Lynch Commodities, Inc.收取每桶70.00美元的行權價與西德克薩斯中質原油平均價格之間的差價，惟Merrill Lynch Commodities, Inc.支付的最高額限於每桶15.00美元。自二零一一年四月起八個季度期間，本公司將就石油認沽期權安排向Merrill Lynch Commodities, Inc.支付權利金，於二零一一年支付3,290,000美元、於二零一二年支付4,360,000美元及於二零一三年支付1,090,000美元，權利金付款總額為8,740,000美元。石油認沽期權並不符合資格進行國際會計準則第39號「金融工具：確認及計量」項下的對沖會計核算。本公司將來自此石油認沽期權的收益或虧損分別計為其綜合收入表項下的其他收入或虧損。石油認沽期權項下的任何已變現現金收益將反映於本公司的綜合現金流量表。請參閱「風險因素－本公司的經營業績受原油價格波動影響。」。

本公司的對沖政策

本公司的對沖政策禁止投機性石油對沖。管理層於作出石油對沖決定時考慮年度石油產量、石油價格遠期曲線、每年的預期鑽探投資、自該等投資所獲取的產量及稅收及政府政策等因素。本公司的石油對沖交易限於涵蓋石油價格可在更大程度的確定性下予以釐定的一段合理期間，通常最長為兩年。本公司的對沖交易亦集中於對免於下行風險的保護。所有石油對沖交易須獲董事會批准。管理層密切監控石油價格的變動，張先生及Forrest L. Dietrich先生（均為本公司執行董事及於石油行業擁有逾20年經驗）定期監控石油價格並就訂立石油對沖交易的合適石油價格及數量向董事會及管理層作出建議。儘管本公司會透過僅挑選過往曾進行交易的大型金融機構及要求延遲支付權利金，使本公司得以於對沖安排期內攤長付款時間，從而減低對手風險，惟本公司於其對沖交易中亦或會遭受交易對手風險。請參閱「風險因素－與本公司及本公司業務有關的風險－本公司可能面臨有關本公司對沖交易的風險，包括交易對手風險及認沽期權協議公允價值變動導致本公司收入報表出現重大波動。」。

有關本公司對沖政策以及與訂立、監控及退出對沖交易的程序相關的詳情，請參閱「業務－商品價格風險管理」及「財務資料－市場風險－商品價格風險」。

概 要

本公司的競爭優勢

本公司相信以下優勢推動本公司的發展並使之領先於其競爭對手：

- 為中國最主要的陸上獨立上游石油公司之一，具有強勁的增長潛力
- 開發及營運低滲透率油田的良好往績記錄
- 具競爭力的成本結構及營運效率
- 通過產品分成合同結構有效回收開發費用及操作費
- 與中石油的長期穩固合作關係
- 富有國際經驗及本地知識的強大管理團隊

本公司的策略

本公司相信，本公司可以通過實施以下策略維持其競爭力及增長：

- 透過開發探明未開發儲量增加產量
- 通過於中國爭取新產品分成合同及獲得現有產品分成合同以增加本公司的淨儲量及淨產量
- 透過採用先進技術繼續提高營運效率
- 選擇性地向中國以外的新興市場擴張

本公司已委任總部位於美國的獨立石油工程諮詢公司雷德斯考特對本公司於二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及於二零一零年六月三十日的石油儲量進行獨立評估。雷德斯考特為一家石油業諮詢公司，其主要在美國和全球從事油氣資產評估及石油儲量獨立認證服務。本文件所載的儲備及收入乃基於石油工程師學會(SPE)、世界石油委員會(WPC)、美國石油地質師學會(AAPG)及石油評估工程師學會(SPEE)的石油資源管理系統(SPE-PRMS)所載的定義及披露指引進行估計。

本公司與中石油的關係

本公司已與中石油建立長期密切的合作關係，據此，本公司目前擁三份產品分成合同。作為中國三家國有石油公司中最大的公司，中石油擁有數目最多的陸上油田產品分成合同。本公司於二零零一年接管經營三個油田，並自此開始與中石油緊密合作。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年，中石油為本公司的唯一客戶，佔本公司的全部收益。隨著大安、莫里青及廟3油田進入商業生產期，雙方的合作日益深化。本公司與中石油穩固的關係是本公司未來成長的重要因素之一，本公司相信，本公司已準備就緒於當前及日後項目中進一步發展本公司與中石油的工作關係。

本公司依賴於與中石油保持的關係，令本公司難免面臨一定風險。有關該等風險的詳細闡述，請參閱「風險因素－與本公司及本公司業務有關的風險」：

- 本公司依賴與中石油訂立的產品分成合同進行業務營運。倘本公司未能與中石油保持持續穩定的業務夥伴關係，本公司的業務、財務狀況及經營業績或會遭受重大不利影響；

概 要

- 作為本公司的唯一客戶且透過聯合管理委員會對管理三個油田的影響力，中石油在很大程度上控制本公司的淨產量。倘本公司的原油淨產量下降，本公司的業務、財務狀況及經營業績或會遭受重大不利影響；及
- 中石油可能向本公司收回產品分成合同項下三個油田的作業權。倘中石油收回三個油田中的一個或多個油田的作業權，本公司的業務、財務狀況及經營業績或會遭受不利影響。

儘管如此，本公司擬憑藉與中石油的關係與其落實未來產品分成合同，本公司亦擬向中國其他可能資金受限制或欠缺足夠技術能力及專業知識以成功開發其合同區的獨立石油生產商，有選擇性地購入現有產品分成合同。本公司認為，本公司在開發及作業低滲透率油田（根據於二零零七年三月刊發的《鄂爾多斯盤地特低滲透油田開發》刊物，佔中國全部石油儲量約31%）方面的良好往績記錄，將有助本公司在中國落實新產品分成合同或獲得現有產品分成合同。

概 要

投資

投資者對本集團的投資詳情列示如下：

	TPG	Sino Link	Harmony Energy
購股協議簽署日期	二零零九年 六月十九日	二零零九年 十月二十六日	二零一零年 二月五日
認購或購買（視情況而定）的 系列A優先股數目	21,457,490 ⁽¹⁾	3,643,730	-
購買的系列B優先股數目	-	-	36,425,120
總對價	53,000,000美元	9,000,000美元	90,000,000美元
對價清償時間	二零零九年 七月九日	二零零九年 十月二十九日	二零一零年 三月十日
每股投資（假設系列A優先股及 系列B優先股已轉換為普通股及 資本化發行已完成） ⁽²⁾	〔●〕 港元	〔●〕 港元	〔●〕 港元

附註：

- (1) 包括TPG於二零零九年十二月十五日轉讓予其聯屬公司TPG LLC的1,287,550股系列A優先股。
- (2) 基於1.00美元=7.7583港元之匯率。

於二零零九年六月十九日，TPG（一間全球領先的私人投資公司）與MIE、FEEL及本公司訂立購股協議，根據協議，TPG以53,000,000美元的對價認購21,457,490股系列A優先股。於二零零九年十二月十五日，TPG將1,287,550股系列A優先股轉讓予TPG的聯屬公司TPG LLC。

於二零零九年十月二十六日，Sino Link（中信集團的非直接附屬公司）與FEEL及其股東MIE及本公司訂立購股協議，根據協議，FEEL以9,000,000美元的對價將3,643,730股系列A優先股轉讓予Sino Link。中信集團乃一間大型跨國公司，其於金融業、工業及服務業均有核心業務。

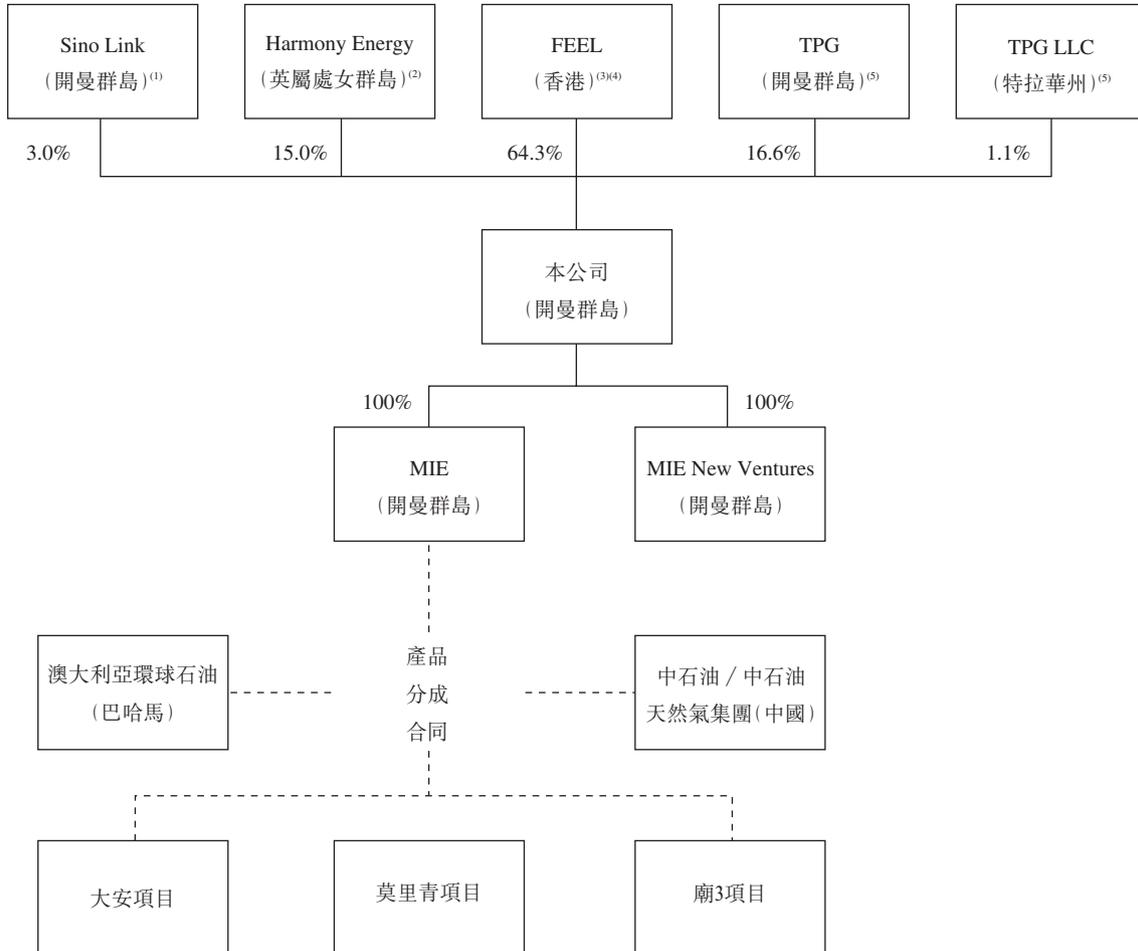
於二零一零年二月五日，Harmony Energy（Ever Union Capital Limited的直接全資附屬公司）與FEEL及其股東MIE及本公司訂立購股協議，根據協議，FEEL以90,000,000美元的對價將36,425,120股系列B優先股轉讓予Harmony Energy。Ever Union Capital Limited乃一間投資控股公司，其主要業務為投資主要從事電訊、能源、商務機金融行業的公司。

有關TPG、Sino Link及Harmony Energy於本公司投資的進一步詳情載於本文件「歷史及企業架構」一節。

概 要

本公司的股權架構

下圖列示緊接〔●〕前本公司的股權及企業架構（假設將系列A優先股及系列B優先股轉換為普通股）：



- (1) Sino Link為中信集團的間接全資附屬公司及本公司系列A優先股的持有者。
- (2) Harmony Energy為Ever Union Capital Limited的直接全資附屬公司及本公司系列B優先股的唯一持有者。
- (3) FEEL由張先生、趙先生及尚先生分別擁有9.99%、90%及0.01%。張先生（本公司的執行董事、董事長兼首席執行官）及趙先生（本公司的執行董事兼高級副總裁）為FEEL的控股股東。
- (4) FEEL為本公司唯一的普通股股東。
- (5) TPG為一家全球領先的私人投資公司。TPG LLC為TPG的聯屬公司。TPG與TPG LLC均為本公司系列A優先股的持有者。

概 要

財務資料概要

以下乃本公司的財務資料概要，摘自根據本文件「附錄一—會計師報告」所載國際財務報告準則而編製的本公司經審核綜合財務報表，並請與該報表一併閱讀。編製基準載於本文件「附錄一—會計師報告」第II節附註2。

綜合收入表

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	二零零九年	二零一零年
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
收益	1,221,624	1,971,688	1,166,827	363,760	947,364
經營開支				(未經審核)	
採購、服務及其他	(111,729)	(96,905)	(123,587)	(46,587)	(61,546)
員工薪酬成本	(52,996)	(69,014)	(67,651)	(24,756)	(57,596)
折舊、耗損及攤銷	(286,792)	(475,172)	(445,824)	(226,547)	(268,015)
物業、廠房及設備減值	—	(32,000)	—	—	—
銷售開支	(16,962)	(23,355)	(21,861)	(6,782)	(15,183)
管理費用	(65,054)	(89,249)	(62,253)	(22,762)	(25,283)
其他應收款項減值撥備	(49,843)	—	—	—	—
稅項(所得稅除外)	(159,998)	(538,126)	(73,308)	(3,497)	(148,617)
其他收入/(虧損)	32,777	133,758	(131,124)	(85,774)	(10,960)
總經營開支	<u>(710,597)</u>	<u>(1,190,063)</u>	<u>(925,608)</u>	<u>(416,705)</u>	<u>(587,200)</u>
經營溢利/(虧損)	511,027	781,625	241,219	(52,945)	360,164
財務收入	11,897	45,673	1,552	930	7,260
財務費用	(88,808)	(53,460)	(58,832)	(24,553)	(40,246)
淨財務費用	<u>(76,911)</u>	<u>(7,787)</u>	<u>(57,280)</u>	<u>(23,623)</u>	<u>(32,986)</u>
除所得稅前溢利/(虧損)	434,116	773,838	183,939	(76,568)	327,178
所得稅(開支)/利益	(125,163)	(162,748)	(73,462)	2,909	(88,723)
年/期內淨溢利/(虧損)	<u>308,953</u>	<u>611,090</u>	<u>110,477</u>	<u>(73,659)</u>	<u>238,455</u>
年/期內綜合收益/ (虧損)總額	<u>308,953</u>	<u>611,090</u>	<u>110,477</u>	<u>(73,659)</u>	<u>238,455</u>
本公司股權持有人 應佔溢利/(虧損)之 每股盈利/(虧損)					
— 基本	<u>3.1</u>	<u>6.1</u>	<u>1.0</u>	<u>(0.7)</u>	<u>2.0</u>
— 攤薄	<u>3.1</u>	<u>6.1</u>	<u>1.0</u>	<u>(0.7)</u>	<u>2.0</u>

概 要

綜合資產負債表

	於十二月三十一日			於六月三十日
	二零零七年 人民幣千元	二零零八年 人民幣千元	二零零九年 人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
資產				
非流動資產				
物業、廠房及設備	1,707,106	2,486,943	2,665,143	2,931,523
無形資產	558	6,043	2,599	1,617
衍生金融工具	-	94,912	-	-
應收股東款項	449,438	-	-	-
應收及其他應收款項	-	71,805	70,360	114,567
	<u>2,157,102</u>	<u>2,659,703</u>	<u>2,738,102</u>	<u>3,047,707</u>
流動資產				
存貨	36,582	73,858	76,078	48,408
衍生金融工具	-	132,761	20,307	6,243
應收及其他應收款項	341,937	103,796	489,571	362,631
應收股東款項	359,550	422,880	81,074	-
抵押存款	-	50,222	30,729	30,606
現金及現金等價物	77,166	382,119	290,271	268,329
	<u>815,235</u>	<u>1,165,636</u>	<u>988,030</u>	<u>716,217</u>
資產總值	<u>2,972,337</u>	<u>3,825,339</u>	<u>3,726,132</u>	<u>3,763,924</u>
權益				
本公司股權持有人				
應佔資本及儲備				
普通股	684	684	659	535
優先股	-	-	171	420
其他儲備	(270)	49,023	403,909	424,311
留存收益	668,953	1,094,058	848,707	852,754
權益總額	<u>669,367</u>	<u>1,143,765</u>	<u>1,253,446</u>	<u>1,278,020</u>
負債				
非流動負債				
資產棄置義務	27,702	4,624	6,978	9,270
淨遞延所得稅負債	47,574	102,770	86,400	12,625
應付及其他應付款項	-	233,688	170,235	331,554
借款	730,460	765,475	1,242,963	1,243,630
	<u>805,736</u>	<u>1,106,557</u>	<u>1,506,576</u>	<u>1,597,079</u>
流動負債				
衍生金融工具	-	25,257	-	-
應付及其他應付款項	1,497,234	1,495,083	863,687	786,962
借款	-	54,677	102,423	101,863
	<u>1,497,234</u>	<u>1,575,017</u>	<u>966,110</u>	<u>888,825</u>
負債總額	<u>2,302,970</u>	<u>2,681,574</u>	<u>2,472,686</u>	<u>2,485,904</u>
權益及負債總額	<u>2,972,337</u>	<u>3,825,339</u>	<u>3,726,132</u>	<u>3,763,924</u>

概 要

股息及股息政策

任何股息的支付及金額將由本公司董事全權決定，且該等事宜取決於本公司日後經營及盈利、資本要求及盈餘、一般財務狀況、合同限制及董事認為有關的其他因素。任何股息的宣派、支付及金額須遵守本公司的章程文件及開曼群島公司法，包括股東批准宣派任何股息必須尋求本公司股東於股東大會批准，而金額不得超過董事會建議的金額。本公司不得以本公司合法可供分派的溢利及儲備以外的資金宣派或派付任何股息。日後宣派的股息將由董事全權酌情釐定，不一定參照本公司過往的股息宣派。此外，本公司的控股股東亦能影響本公司股東就股息派付於股東大會上的批核。

於二零一零年三月九日，本公司向本公司股東分派現金股息20,000,000美元。本公司控股股東FEEL及系列A優先股股東按轉換基準參與股息分派，每股股份獲約0.16美元。

於二零一零年三月三十一日，本公司向本公司控股股東FEEL宣派11,900,000美元的視作股息。視作股息為非現金及被視為抵銷FEEL結欠本公司所有未償還結餘。於最後可行日期，FEEL、張先生及趙先生概無結欠本公司任何未償還貸款或墊款。

根據上文所述因素，本公司現計劃派付年度股息，該年度股息佔本公司股東於截至二零一零年十二月三十一日止有關財政年度應佔本公司年度可分派溢利的20%。

風險因素

與本公司及本公司業務有關的風險

- 本公司依賴與中石油訂立的產品分成合同進行業務營運。倘本公司未能與中石油保持持續穩定的業務夥伴關係，本公司的業務、財務狀況及經營業績或會遭受重大不利影響。
- 作為本公司的唯一客戶且透過聯合管理委員會對管理三個油田的影響力，中石油在很大程度上控制本公司的淨產量。倘本公司的原油淨產量下降，本公司的業務、財務狀況及經營業績或會遭受重大不利影響。
- 中石油可能向本公司收回產品分成合同項下三個油田的作業權。倘中石油收回三個油田中的一個或多個油田的作業權，本公司的業務、財務狀況及經營業績或會遭受不利影響。
- 本公司的經營業績受原油價格波動影響。
- 本公司可能面臨有關本公司對沖交易的風險，包括交易對手風險及認沽期權協議公允價值變動導致本公司收入報表出現重大波動。
- 倘本公司未能繼續履行產品分成合同，則可能遭受不利影響，而本公司的資源最終未必能產生利潤。
- 倘本公司的業務超出由發改委或能源局劃定的現有總體開發方案範疇，則本公司可能會受到制裁。
- 全球及國內經濟狀況或會對本公司的業務產生不利影響。

概 要

- 本文件內所載原油儲量資料僅為估計資料，本公司於各份產品分成合同項下淨儲量的實際產量、收益及支出可能與該等估計資料有重大出入。
- 任何探明及概算已開發產油儲量的削減將增加折舊、耗損及攤銷費用（假設連續生產），此將對本公司的營業績有不利影響。
- 當決策制定須尋求股東批准時，控股股東的控制權或重大影響力可能令〔●〕對決策的影響有所限制。
- 本公司倚賴關鍵人士的服務，一旦失去彼等的服務且找不到經驗及專業知識相當的替補人選，本公司的業務營運可能會被嚴重擾亂。
- 中信銀行融資項下的限制性契約及承諾可能限制本公司的經營模式，而拖欠貸款或會對本公司的業務產生不利影響。
- 本公司將需龐大資金以維持營運及實現增長策略。本公司或不能按有利於本公司的條款籌得資金或根本未能籌集資金，因而可能增加本公司的融資成本、攤薄〔●〕的所有權權益、本公司的業務經營可能受到影響或本公司可能被迫延緩、減少或放棄本公司的增長策略。
- 本公司或會向澳大利亞環球石油發行額外股份以購買其於產品分成合同中的權益，該發行將攤薄〔●〕股份的價值。
- 倘不能招募及留聘本公司業務所需的合適僱員，本公司的業務或會遭受不利影響。
- 倘本公司無法獲得或繼續持有全部所需牌照、許可證及批文，或費時或以高昂對價方可獲取該等牌照、許可證及批文，則本公司的業務營運及發展計劃或會遭受重大不利影響。
- 本公司在中國及海外擴充業務時可能遭遇重重困難，可能對本公司的發展及日後盈利產生不利影響。
- 本公司業務節節攀升建立在本公司開採現有儲量及在合同區內開發新探明儲量的能力之上。
- 倘中石油或本公司未能獲得永久使用批文或正式土地使用證，本公司根據各項產品分成合同持續佔有及使用土地作長期用途的權利及能力或會遭受不利影響。
- 根據產品分成合同的條款，所有根據產品分成合同已購入、安置及建成的資產最終將成為中石油的資產，或會對本公司履行有關責任的能力產生重大不利影響。
- 本公司向服務供應商及設備供應商支付預付款項使本公司面臨來自該等協力廠商的信貸風險，或會增加本公司的成本及費用。
- 本公司業務在地域上集中增加本公司面臨天災及其他非本公司所能控制的災害的風險，或會導致本公司的業務蒙受損害、損失或毀壞。
- 本公司的業務可能受重大操作危險及自然災害影響，而本公司就其可能招致的損失投保的覆蓋面有限。
- 中國法規可能限制本公司的活動，對本公司的業務經營產生不利影響。
- 現有或日後的環保法規可能對本公司的業務經營產生不利影響。
- 本公司與中石化的合同糾紛或會對本公司日後與中石化進行業務合作的能力造成不利影響。

概 要

- 本公司營運所在行業競爭激烈，倘不能在競爭中佔得先機，本公司可能無法訂立新產品分成合同及保持本公司的增長。
- 未能根據外匯管理局75號文於當地外匯管理部門登記有關修訂可能對本公司將中國收入匯兌為其他外幣的能力造成不利影響。

與本公司在中國經營業務有關的風險

- 中國政府的政治及經濟政策影響本公司的業務及經營業績。
- 本公司可能根據新企業所得稅法被視為中國居民企業及須就本公司的全球收入繳付中國稅項。
- 根據中國稅法，本公司應付外國投資者的股息或本公司外國投資者變現所得收益可能須繳稅。
- 中國法律制度的不確定性可導致〔●〕及本公司享有的保障有限。
- 外匯匯率的日後波動及政府對貨幣兌換的管制可能對本公司的財務狀況及經營業績以及本公司匯付股息的能力造成不利影響。
- 本文件所載有關中國經濟及中國石油產業的若干事實及統計數字乃摘錄自多份政府官方刊物，或不可完全信賴。
- 中國實施新勞動法可能對本公司的經營業績造成不利影響。
- 若未來在中國爆發H1N1流感、禽流感或嚴重急性呼吸綜合症，或出現類似的公眾健康問題，則本公司的業務及經營可能會嚴重中斷。

釋 義

於本文件中，除文義另有所指外，下列詞彙具有以下涵義。若干其他詞彙的釋義載於本文件「技術詞彙」一節。

「一致行動協議」	指	由張瑞霖先生與趙江巍先生於二零零九年十一月二十日就需FEEL股東決定的一切事項訂立的一致行動協議
「組織章程細則」或「細則」	指	經本公司股東於二零一零年十一月〔●〕日以書面決議案批准的本公司組織章程細則，經不時修訂或補充
「董事會」	指	本公司董事會
「營業日」	指	香港銀行一般向公眾開放辦理業務的日子（星期六、星期天及香港公眾假期除外）
「英屬處女群島」	指	英屬處女群島
「複合年增長率」	指	複合年增長率
「資本化發行」	指	本文件「附錄七－法定及一般資料－A. 有關本集團的其他資料－本公司全體股東簽署的書面決議案」一段所述，將本公司股份溢價賬的若干進賬金額撥充資本而發行的股份
「開曼群島公司法」	指	開曼群島公司法（二零一零年修訂版，經不時合併及修訂）
「中信銀行融資」	指	由（其中包括）中信嘉華銀行（其後更名為中信銀行國際有限公司）、中信銀行廣州（作為貸款人）與MIE（作為借款人）於二零零九年七月二十八日達成金額為2億美元的五年期貸款及循環信貸融資
「中信集團」	指	中國中信集團公司，一家於一九七九年十月四日成立的國有投資公司，間接全資擁有Sino Link
「中海油」	指	中國海洋石油有限公司，一家於聯交所及紐約證交所上市的公司，於一九九九年八月在香港註冊成立
「中石油天然氣集團」	指	中國石油天然氣集團公司，為獨立第三方
「公司條例」	指	香港法例第32章公司條例，經不時修訂、補充或以其他方式修改

釋 義

「本公司」	指	MIE Holdings Corporation (MI能源控股有限公司)，一家於二零零八年三月二十日在開曼群島註冊成立的獲豁免有限公司
「控股股東」	指	FEEL、張先生及趙先生
「董事」	指	本公司董事
「FEEL」	指	Far East Energy Limited，一家於二零零三年五月十六日在香港註冊成立的有限公司，為本公司控股股東
「國內生產總值」	指	國內生產總值(凡提及國內生產總值增長率，均指實際國內生產總值增長率，而非名義國內生產總值增長率)
「澳大利亞環球石油」	指	Global Oil Corporation (澳大利亞環球石油公司)，一家於巴哈馬註冊成立的公司，為獨立第三方
「本集團」	指	本公司及其附屬公司(或如文義所指，本公司及其任何一家或多家附屬公司)，或如文義所指於本公司成為其現有附屬公司的控股公司前期間，則指本公司目前的附屬公司
「Harmony Energy」	指	Harmony Energy Limited，一家於二零零九年七月三十一日在英屬處女群島註冊成立的有限公司，為本公司股東之一
「Harmony系列B股份購買協議」	指	由(其中包括)FEEL、Harmony Energy與本公司於二零一零年二月五日就FEEL向Harmony Energy轉讓36,425,120股系列B優先股而訂立的股份購買協議
「港元」	指	港元，香港的法定貨幣
「香港」	指	中國香港特別行政區
「香港股份登記處」	指	卓佳證券登記有限公司
「國際財務報告準則」	指	國際財務報告準則
「獨立第三方」	指	與本公司或其附屬公司任何董事、主要行政人員或主要股東或任何彼等各自的聯繫人概無關連的人士
「獨立上游石油公司」	指	通過井口的石油產量收取大部分收益的非整合石油公司。此類公司專門從事石油行業的上游勘探及生產，而並不參與下游精煉或營銷業務

釋 義

「吉林國泰」	指	吉林省國泰石油開發有限公司，一家於二零零四年六月十四日在中國註冊成立的公司，由趙江波（張先生的妻子）擁有70%權益及由趙先生擁有30%權益
「最後可行日期」	指	二零一零年十一月二十六日，即本文件付印前就確定其中所載若干資料而言的最後可行日期
「上市規則」	指	香港聯合交易所有限公司證券上市規則，經不時修訂或補充
「MIE」	指	MI Energy Corporation (MI能源公司)，一家於二零零一年五月二十二日在開曼群島註冊成立的有限公司，為本公司的全資附屬公司
「MIE New Ventures」	指	MIE New Ventures Corporation (前稱MI Energy (Kazakhstan) Corporation)，一家於二零一零年八月六日在開曼群島註冊成立的有限公司，為本公司的全資附屬公司
「商務部」	指	中華人民共和國商務部
「尚先生」	指	尚志國先生，為擁有FEEL已發行股本0.01%的人士
「張先生」	指	張瑞霖先生，為擁有FEEL已發行股本9.99%的人士。張瑞霖為本公司執行董事、董事長兼首席執行官，亦為本公司控股股東
「趙先生」	指	趙江巍先生，為擁有FEEL已發行股本90%的人士。趙江巍為本公司執行董事、副董事長兼高級副總裁，亦為本公司控股股東
「發改委」	指	中華人民共和國國家發展和改革委員會
「能源局」	指	中華人民共和國國家發展和改革委員會能源局
「新企業所得稅法」	指	中華人民共和國企業所得稅法
「不競爭契據」	指	本公司控股股東於二零一零年十一月二十三日以本公司為受益人訂立的不競爭契據
「紐約證交所」	指	紐約證券交易所

釋 義

「中國人民銀行」	指	中國人民銀行，中國的中央銀行
「中石油」	指	中國石油天然氣股份有限公司，為獨立第三方
「中國」	指	中華人民共和國。本文件所提述的中國不包括香港、澳門及台灣
「石油資源管理系統」	指	石油工程師學會、美國石油地質師學會、世界石油委員會(World Petroleum Council)及石油評估工程師學會(Society of Petroleum Evaluation Engineers)於二零零七年三月發表並經不時修訂、補充或以其他方式修改的石油資源管理系統
「人民幣」	指	中國法定貨幣
「雷德斯考特」	指	Ryder Scott Company, L.P.，獨立技術顧問
「外匯管理局」	指	中華人民共和國國家外匯管理局
「證交會」	指	美國證券交易委員會
「系列A優先股」	指	本公司資本中每股面值0.001美元的系列A優先股
「系列B優先股」	指	本公司資本中每股面值0.001美元的系列B優先股
「證監會」	指	香港證券及期貨事務監察委員會
「證券及期貨條例」	指	香港法例第571章證券及期貨條例（經不時修訂、補充或以其他方式修改）
「股份」	指	本公司股本中每股面值0.01美元（股份分拆前）或每股面值0.001美元（股份分拆後）的普通股
「購股權計劃」	指	本公司根據董事會決議案於二零一零年十一月二十三日有條件採納的購股權計劃，詳情載於本文件「附錄七－法定及一般資料」一節
「Sino Link」	指	Sino Link Limited，一家於二零零九年八月十三日在開曼群島註冊成立的有限公司，為本公司股東之一
「Sino Link系列A股份購買協議」	指	由（其中包括）FEEL、Sino Link與本公司於二零零九年十月二十六日就FEEL向Sino Link轉讓3,643,730股系列A優先股而訂立的股份購買協議

釋 義

「中石化」	指	中國石油化工股份有限公司，於上海、香港、紐約及倫敦證券交易所上市，根據中國法律於二零零零年二月註冊成立的公司
「Standard Bank」	指	Standard Bank Plc.
「人大常務委員會」	指	中華人民共和國全國人民代表大會常務委員會
「國務院」	指	中華人民共和國國務院
「聯交所」	指	香港聯合交易所有限公司，為香港交易及結算所有有限公司的全資附屬公司
「股份獎勵計劃」	指	本公司董事會於二零零九年十一月二十日採納的股份獎勵酬金計劃，據此，購股權及股份增值權乃授予合資格參與者，相關詳情載於本文件「附錄七一法定及一般資料」一節
「附屬公司」	指	具有公司條例第2條賦予該詞的涵義
「收購守則」	指	證監會批准並經不時修訂、補充或以其他方式修改的香港公司收購及合併守則
「TPG」	指	TPG Star Energy Ltd.，一家於二零零七年十一月十五日在開曼群島註冊成立的獲豁免有限公司，為本公司股東之一
「TPG LLC」	指	TPG Star Energy Co-Invest, LLC，一家於二零零九年八月二十八日在特拉華州成立的有限公司，為本公司股東之一
「TPG系列A股份購買協議」	指	由（其中包括）TPG與本公司於二零零九年六月十九日就TPG認購21,457,490股系列A優先股而訂立的股份購買協議
「往績記錄期間」	指	截至二零零九年十二月三十一日止三個財政年度及截至二零一零年六月三十日止六個月
「美元」	指	美元，美國法定貨幣
「%」	指	百分比

除文義另有所指外，「聯繫人」、「關連人士」、「關連交易」、「控股股東」、「附屬公司」及「主要股東」指上市規則所定義者。

技術詞彙

本詞彙載有本文件所用有關本公司及其業務的若干詞彙及釋義。該等詞彙及其涵義未必與業內標準涵義或用法相同。

「美國石油協會的 石油比重／API比重」	指	原油或者其他液態烴密度指標，是按照美國石油協會推薦標準測量的。API比重越低，混合物越重。
「桶」	指	在石油比重為35.2時，大約是0.135噸油。
「合同區」	指	在石油資源合作開發的產品分成合同規定的，按照地理座標進行標定的區域。
「已開發儲量」	指	根據石油資源管理系統，已開發儲量為可以通過現有井，運用現有設備和操作手段採出，或於較新井所需相對低的費用的現有井中採出，及倘開採並不涉及井，則可以通過已安裝的開採設備及於估計儲量時操作的基礎設施預計採出的儲量。
「開發費用」	指	在一定期間，為獲得探明儲量並為石油開採，處理、集輸及儲存所有設施發生的費用。
「開發井」	指	為完成生產井網而在油田的探明區域鑽探的油井。
「乾眼」或「乾井」	指	不具有商業價值的勘探井，即經濟上開發不可行的，鑽井中發生的全部成本計為費用。
「加密鑽井」	指	在原有井網內的現有油田中增加新井，以加快採油的速度或測試採油的方法。
「注水井」	指	作管道用將水注入油藏的井，為注水過程的部分。
「採油成本」	指	對於一定期間，對井及有關設施設備操作和維護而發生的費用，包括配套設施設備的操作費和操作並維護此等井及有關設施的其他費用。也稱為生產成本。

技術詞彙

「淨」	指	如「淨開發井」、「淨採油井」及「淨產量」中所用，即產品分成合同項下一方在油井或生產的權益。
「淨探明儲量」	指	產品分成合同項下一方在探明儲量中的權益。
「油田作業」	指	為執行產品分成合同而進行的開發，生產，操作和其他相關活動。
「參與權益」	指	按產品分成合同所載，各訂約方將承擔生產成本的比例及獲取產量的比例。
「滲透率」	指	一種多孔物質，例如岩石，傳導石油或天然氣的能力。
「孔隙度」	指	物質中可以產生油的流動的孔隙空間體積和總體積的比值。
「可能儲量」	指	較概算儲量更不確定能否採油的額外儲量。
「一次採油」	指	石油生產的第一步，利用天然油藏能量，如氣驅，水驅或重力驅，將油從油藏中驅替到井口或地面。
「概算儲量」	指	相比探明儲量不大可能確定能否採油的額外儲量，但其與探明儲量均可能不可採油。
「探明已開發儲量」	指	根據石油資源管理系統，探明已開發儲量為可以通過現有井，運用現有設備和操作手段預計採出的探明儲量。預期可透過運用注入流體或其他改良採油技術補充一次採油的自然力及機制而獲取的額外油氣，僅可在通過先導項目測試後或通過生產效果確認已安裝程序的操作將增加採油量後，方計入探明已開發儲量。
「探明儲量」	指	根據石油資源管理系統，探明儲量為地質和工程資料有一定把握證明，根據現有經濟和操作情況，例如自預計日起的價格和成本，未來可從已知油藏中開採出來的原油和天然氣量的估計值。價格包括對僅根據合同安排所規限現有價格變動的考慮，但並不包括未來條件下的升價。

技術詞彙

「探明未開發儲量」	指	根據石油資源管理系統，探明未開發儲量為可從未鑽區域的新井中採出，或需要相對高的支出再完井的現有井中採出的儲量。未鑽區域的儲量僅限於鑽探單元扣減生產單元，有一定把握在鑽後產油。有一定把握證明現有生產層的產量能持續後，方可宣稱為其他未鑽單元的探明儲量。探明未開發儲量的估計不包括任何擬運用流體注入或其他改良採油技術的區域，除非該等技術已通過在該區域及相同油藏中進行實際測試後證實為有效。
「儲產比」	指	對於任何設定井或油田，探明儲量和年度原油產量的比率，或如果是天然氣，與不包括燃燒氣的井口產量比率。
「油藏」	指	地下油以及天然氣的聚集。最簡單級別油藏分析需要評估其孔隙度（計算地下油以及天然氣體積）以及其滲透率（計算油以及天然氣流出的難易程度）。
「二次採油」	指	採油的第二階段。通過岩層中的注入井，將外部流體如水或氣注入油藏，注入井與採油井可進行流體連通。二次採油的目的可保持油藏壓力，並且驅替石油流出井口。
「噸」	指	重量計量單位，相等於1,000千克
「未開發儲量」	指	根據石油資源管理系統，未開發儲量為可從未鑽區域的新井中採出，或需要相對高的支出再完井的現有井中採出的儲量。未鑽區域的儲量僅限於直接扣除開發間距區域，有一定把握在鑽後能採油，除非證實運用可靠技術能有一定把握在更遠距離在經濟上可生產。 倘已採納的開發方案表明計劃在五年內（在特定環境下須較長時間者除外）鑽井，未鑽區域方可分類為擁有未開發儲量。任何未開發儲量的估計均不得包括擬運用流體注入或其他改良採油技術的任何區域，除非該等技術已通過在相同油藏或類似油藏的實際項目或通過採用可靠技術證實有一定把握的其他證據證明為有效。

技術詞彙

「含水量」	指	對於設定的原油產量，所有井的水液總量。
「注水」	指	二次採油的一種方式。向油藏或生產井注水，促使儲集岩出產更多的油。

前瞻性陳述

本文件載有有關本公司當前預測及對未來事件的意見的前瞻性陳述。該等前瞻性陳述主要載於「概要」、「風險因素」、「未來計劃」、「財務資料」、「行業概覽」及「業務」數節。該等陳述與下述事項有關：該等事項涉及已知及未知風險、不明朗事項及其他因素（包括「風險因素」所列因素），而該等因素可能導致本公司實際業績、表現或成績與前瞻性陳述所說明或暗示的任何未來業績、表現或成績有重大差異。

在某些情況下，該等前瞻性陳述可以通過如「可能」、「將要」、「預計」、「預期」、「旨在」、「估計」、「擬」、「計劃」、「相信」、「潛在」、「繼續」、「有望」或其他類似的用語來識別。該等前瞻性陳述包括（其中包括）與下列各項有關的陳述：

- 本公司業務策略及經營計劃；
- 本公司營運及業務前景；
- 本公司油田發展的時機及完成；
- 本公司的資本支出及資金計劃；
- 石油需求的預期增長；
- 石油和天然氣行業面臨的預期挑戰；
- 國際及中國原油價格的預期趨勢；及
- 本公司的股息政策。

該等前瞻性陳述涉及風險、不確定因素及假設，其中部分並非本公司所能控制。此外，該等前瞻性陳述反映本公司目前對未來事件的看法，並非日後表現的保證。實際結果可能因多項因素而與前瞻性陳述所載資料迥然不同，其中包括但不限於「風險因素」所載的風險因素。

本文件所載前瞻性陳述僅涉及於本文件作出陳述當日的事件或資料。除法例規定外，本公司並無責任因於該等陳述的作出或反映未可逆料事件發生的日期後發出新資料、出現日後事件或其他原因而更新或修改任何前瞻性陳述。閣下應完整閱讀本文件並了解本公司的實際未來業績或表現可能與本公司所預期者有重大差異。

風險因素

發生以下任何事件均可能對本公司的業務、財務狀況或經營業績造成重大不利影響。閣下尤其應注意本公司於開曼群島註冊成立，而本公司的主要業務乃於中國進行，而監管本公司的法律及監管環境可能迥異於其他國家。

以下風險為本公司認為屬重大的風險，但並非本公司面對的僅有風險及不明朗因素。

與本公司及本公司業務有關的風險

本公司依賴與中石油訂立的產品分成合同進行業務經營。倘本公司未能與中石油保持持續穩定的業務夥伴關係，本公司的業務、財務狀況及經營業績或會遭受重大不利影響。

本公司的業務經營乃圍繞本公司與澳大利亞環球石油、中石油天然氣集團及中石油之間訂立的產品分成合同進行。澳大利亞環球石油與中石油天然氣集團於一九九七年十二月十六日就大安及廟3兩地的油田訂立初始產品分成合同，及於一九九八年九月二十五日，就莫里青的油田訂立初始產品分成合同。於一九九九年，中石油天然氣集團將其於上述產品分成合同項下大部分的商業與作業權利及義務轉讓予中石油，其本身仍為該等合同的訂約方。於二零零零年十月二十五日，上述三份產品分成合同已各自加以修訂以使將該等合同項下澳大利亞環球石油的若干權益及義務轉讓及讓渡予Microbes, Inc. (微生物) 生效。於二零零三年八月十一日，FEEL收購MIE (Microbes, Inc. (微生物) 當時的附屬公司) 的股權，並於上述三份產品分成合同中擁有權益。MIE為大安、莫里青及廟3地區油田的獨家作業者及兩家外國合同者之一。另一家外國合同者澳大利亞環球石油繼續持有外國合同者於各份產品分成合同項下所擁有權益及義務的10%權益，惟不直接參與經營決策。請參閱「歷史及企業架構」。

本公司的業務及發展成功與否在很大程度上取決於本公司與中石油保持的業務夥伴關係。然而，本公司不能向閣下保證能一直與中石油保持良好的業務夥伴關係。譬如，倘本公司與中石油在對產品分成合同任何條款的詮釋上存在任何重大分歧，或倘本公司未能及時遵守或根本未能遵守產品分成合同的各項條款，本公司與中石油的業務夥伴關係可能受到不利影響。此外，本公司與中石油可能就付款問題不時產生分歧。倘中石油終止上述產品分成合同或決意不再與本公司訂立任何新產品分成合同，本公司不能向閣下保證能及時覓得或根本不能覓得新的產品分成安排。另外，倘中石油未能遵守或未能及時遵守任一項產品分成合同的條款，或出於任何原因不願與本公司合作，將對本公司成功經營造成重大不利影響。

風險因素

作為本公司的唯一客戶且透過聯合管理委員會對管理三個油田的影響力，中石油在很大程度上控制本公司的淨產量。倘本公司的原油淨產量下降，本公司的業務、財務狀況及經營業績或會遭受重大不利影響。

Microbes, Inc. (微生物) 與中石油天然氣集團於二零零零年十二月二十八日訂立一份原油銷售合同，並於二零零四年三月五日進行修訂，以明確MIE取代Microbes, Inc. (微生物) 作為出售方及中石油取代中石油天然氣集團作為購買方。該銷售合同規定本公司向中石油銷售及中石油向本公司購買大安、莫里青及廟3地區各項目產出的原油，惟有關產量預算須經聯合管理委員會批准。聯合管理委員會由中石油與本公司各委任四名的八名成員組成，對各個油田行使監管職能，其中包括批准我們對各個油田的年產量預算。有關聯合管理委員會的更多資料，請參閱「業務－產品分成合同－管理及營運」。該銷售合同訂明，本公司可將其石油產量外銷予海外客戶。然而，本公司需在中石油協助下方能就石油出口取得相關政府批文。本公司不能向閣下保證（假使本公司決定出口其石油產量）其能否及時取得或根本不能取得有關批文。迄今為止，中石油一直為本公司的唯一客戶，佔本公司於二零零七年、二零零八年、二零零九年及截至二零一零年六月三十日止六個月的全部銷售額。

本公司不能向閣下保證日後中石油會否繼續向本公司購買同等數量的原油。於二零零九年第一季度，全球經濟衰退及原油市場供過於求導致中國的石油需求下降，有鑒於此，本公司與中石油同意縮減大安油田的石油產出。因此，本公司於二零零九年上半年的日均原油淨產量降至6,449桶，而本公司於二零零八年的日均原油淨產量為8,150桶。限產於二零零九年三月終止，本公司的淨產量於此後數月得以提升，並於二零零九年下半年恢復至日均8,806桶。自二零零九年上半年以來，本公司的石油產量不曾縮減，於二零一零年上半年，日均淨產量達10,042桶。倘二零零九年第一季度並無限產，按二零零九年第二至第四季度的日均原油淨產量8,386桶計算，本公司於二零零九年的淨產量總額將達3,060,000桶，或按二零零九年的實際油價平均每桶58.58美元計算為179,300,000美元。而本公司於二零零九年的實際產量為2,790,000桶，或按二零零九年的平均實際油價計算為163,300,000美元。進一步限產將可能減緩本公司的淨產量，並對本公司的經營業績造成重大不利影響。此外，本公司的現有設施可供存儲最多282,000桶石油。倘中石油因任何原因大幅減少或不再向本公司購買原油，本公司可能缺乏足夠存儲容量以容納未能售出的石油。

中石油可能向本公司收回產品分成合同項下三個油田的作業權。倘中石油收回三個油田中的一個或多個油田的作業權，本公司的業務、財務狀況及經營業績或會遭受不利影響。

根據產品分成合同的條款，中石油可能於出現以下情況時（以較早發生者為準）從本公司收回作業權：(i) 產品分成合同屆滿；(ii) 外國合同者悉數收回全部開發費用，且再無可能導致外國合同者產生額外開發費用的總體開發方案獲批准；或(iii) 在聯合管理委員會的批准下，外國合同者悉數收回開發費用前。董事認為上文第(i)及(iii)種情況不會給本公司油田的持續經營帶來任何風險，因為就上文第(i)種情況而言，大安、莫里青及廟3油田的產品分成合同分別直至二零二四年、二零二八年及二零二八年才屆滿，而該等期間預期足夠本公司收回於莫里青及廟3油田的全部開發費用（本公司已收回於大安油田的全部開發費用），及就上文第(iii)種情況而言，根據產品

風險因素

分成合同，外國合同者委任聯合管理委員會八名成員中的四名，且聯合管理委員會採取任何行動必須獲全體一致同意。就上文第(ii)種情況而言，本公司已全數收回於大安油田的過往開發費用，包括初始總體開發方案項下的全部開發費用及補充總體開發方案項下的全部初始開發費用。然而，本公司在大安油田的可鑽井數目以及於補充總體開發方案項下獲批准的投資額上尚未達至限額，故本公司按照聯合管理委員會批准的補充總體開發方案繼續在大安油田進行額外投資及承擔開發費用。因此，中石油於本文件日期無權收回大安油田。倘中石油於(i)達至初始總體開發方案及補充總體開發方案項下所載最大限額，及(ii)本公司收回全部先導試驗期成本及開發費用後，收回有關油田的作業權，本公司仍將有權分享於相關產品分成合同餘下年期內產出的石油及繼續於聯合管理委員會擁有席位。此外，本公司將集中力量與中石油及第三方訂立新的產品分成合同，及擴張至中國以外的新興市場。請參閱「業務－本公司的策略－通過於中國爭取新產品分成合同及獲得現有產品分成合同以增加本公司的淨儲量及淨產量」及「業務－本公司的策略－選擇性地向中國以外的新興市場擴張」。然而，倘中石油收回油田生產，本公司將不能進一步投入資本支出以期產生更多產量及收益，因此，本公司的策略及經營業績將受到不利影響。此外，在發生上述收回作業權後，本公司的經營業績將取決於中石油經營油田及生產利潤分成油的能力。

本公司的經營業績受原油價格波動影響。

原油價格在很大程度上影響著本公司的經營業績。本公司的部分產出原油乃按Platts Oilgram發佈的遼寧省大連港大慶原油的價格出售，該價格與國際原油價格緊密掛鉤。相關詳情請參閱「業務－銷售及市場推廣」。近年來，國際原油價格波動很大，此乃受石油供需關係變化、市場不確定性因素及一系列不為本公司所控制的其他因素影響，此等因素包括石油產出地的政治發展動態、石油輸出國組織及其他石油產出國設定及維持產量水平及價格的能力、其他能源資源（如煤碳）的價格及供應、國內及國外政府法規，以及整體經濟狀況。本公司目前不能，將來亦不可能控制該等影響國際原油價格的因素。譬如，原油價格於二零零八年七月達至歷史最高點，然而，受全球經濟及金融危機影響，原油價格於二零零八年第四季度及二零零九年上半年暴跌。本公司的收益亦因此歷經動盪。此外，本公司於產品分成合同項下的採收率、折舊、耗損及攤銷，以及已付或應付中國政府的特別收益金數額均受原油價格波動影響。相關詳情請參閱「財務資料－影響本公司經營業績的一般因素－原油價格」。原油價格於二零零九年下半年得以恢復，然而並不能保證國際原油價格會保持穩定，且日後國際原油價格一旦下跌將導致本公司的收益減少。倘日後原油價格上漲，更高的需求亦可能導致原材料成本及鑽井服務的成本增加，以致超出本公司的預料，對本公司的資本支出及經營業績造成重大不利影響。

風險因素

本公司可能面臨有關本公司對沖交易的風險，包括交易對手風險及認沽期權協議公允價值變動導致本公司收入報表出現重大波動。

本公司進行對沖交易旨在防範油價下滑的風險。本公司於任何購買期權協議項下的最高潛在負債為已付權利金金額。本公司的對沖政策禁止投機性石油對沖。管理層在作石油對沖決策時考慮（其中包括）石油產出的年產量、油價的遠期曲線、每年預期投入鑽井的額度及可自該等投資收回的產量、稅務及政府政策等因素。按規定，本公司的石油對沖交易須涵蓋一段合理期限（一般最多為兩年），以使石油價格維持在某一可予釐定的更大明確程度。所有石油對沖交易均需經由董事會批准。管理層緊密監控石油價格的變動，張先生及Forrest L. Dietrich先生（均為本公司執行董事及在石油行業具逾20年經驗）定期監測石油價格，向董事會及管理層建議釐定訂立石油對沖交易的合適石油價格及金額。僅大型國際金融機構活躍於石油對沖市場，而本公司僅與知名及經驗豐富的銀行及金融機構訂立石油對沖交易，且本公司不會透過小型經紀行或於第二市場購買，本公司會透過僅挑選活躍於石油對沖市場且財務實力雄厚的知名主要銀行及透過要求延遲支付權利金，使本公司得以於對沖安排期內攤長付款時間，從而減低對手風險。在進行對沖交易後，本公司密切監視石油價格，關注任何有關本公司對手的新聞、對手的財務表現及彼等財務狀況的任何變動。本公司管理層亦定期舉行會議，以檢討油價走勢及本公司對沖狀況及政策的成效。然而，本公司不能確定該等銀行及金融機構將不會違約或以其他方式不履行彼等於該等石油對沖交易項下的責任。

本公司的期權安排不符合對沖會計條件，國際財務報告準則規定購買期權協議的公允價值的任何變動須作為損益計入本公司收入表。購買期權的公允價值變動源自油價波動及期權協議餘下期限的縮短。於二零零八年，本公司錄得非現金未變現收益人民幣129,800,000元。於二零零九年及截至二零一零年六月三十日止六個月期間，本公司分別錄得非現金未變現收益人民幣207,000,000元及人民幣14,000,000元，乃因為石油認沽期權未變現部分的公允價值變動。儘管本公司於任何購買期權協議項下的最高潛在負債即已付權利金，惟該協議的公允價值變動可能產生非現金盈虧而可能對本公司的綜合收益構成重大影響。

倘本公司未能繼續履行產品分成合同，則可能遭受不利影響，而本公司的資源最終未必能產生利潤。

本公司今天的成功建立在本公司於大安油田、莫里青油田及廟3油田的良好表現上。大安油田、莫里青油田及廟3油田於二零零九年分別佔本公司收益約80.0%、17.8%及2.2%，於二零零八年佔本公司收益約79.2%、18.9%及1.9%，及於二零零七年佔本公司收益約81.0%、16.7%及2.2%。於二零一零年上半年，大安油田、莫里青油田及廟3油田分別佔本公司收益約76.4%、18.2%及5.4%。本公司針對各個油田所訂立的每份產品分成合同均涵蓋對外國合同者及作業者表現（如服務質量、開發方案的時間安排及最低資本支出）的種種規定。倘若本公司未能籌得足夠資金以按照相關產品分成合同訂明的時間安排繼續進行開發，或本公司的分包商或服務供應商未能交付或未能及時交付符合上述產品分成合同項下的質量要求的產品或服務，本公司於相關產品分成合同項下的表現及盈利能力將受到不利影響。此外，倘若本公司於上述任一個油田的投資超出經發改委批准的預設金額20%及以上，本公司須按規定就該額外投資自發改委及中石油取得相關批准。倘若該提案未能獲發改委或中石油批准或未能及時獲彼等批准，本公司的業績表現及於有關產品分成合同項下的業務運營亦可能受其影響。

風險因素

倘本公司的業務超出由發改委或能源局劃定的現有總體開發方案範疇，則本公司可能會受到制裁。

本公司按照各項總體開發方案於其經營的三個油田內開展各項開發及生產活動，所有該等活動均已經發改委或能源局（發改委轄下機構，於二零零八年成立以規管中國的能源行業）批准。大安、莫里青及廟3三地油田於各自總體開發方案下的年設定總產能分別為723,000噸、571,200噸及237,000噸。儘管本公司與中石油天然氣集團訂立的總體開發方案及其補充文件並無限定本公司可能開採的儲量額度，本公司現時的預測顯示本公司於二零一二年下半年在大安油田的開採量可能超出其開發方案範圍。根據發改委於二零零四年十月九日發佈的外商投資項目核准暫行管理辦法，倘於發改委所核准的外商投資項目中的總投資額超出其初始批准投資額20%及以上，須向發改委提交修訂申請以待審批。本公司現時在其經營的各個油田各自補充總體開發方案中所載的限額範圍內開展業務經營。倘若本公司計劃開發及生產的石油超出其現有總體開發方案範疇，本公司或需連同中石油向發改委或能源局遞交新提案以待審批。本公司無法向閣下保證本公司能及時取得有關核准或根本不能取得核准。倘若本公司的新補充總體開發方案未能獲發改委或能源局核准，本公司可能受到制裁及追加罰款，且可能被責令停工，本公司的經營業績因而可能受到重大不利影響。法律現時尚未明確對未能就補充方案取得核准的作業者可能採取何種形式的制裁或追加罰款的數額。

全球及國內經濟狀況或會對本公司的業務產生不利影響。

中國及世界其他地區的經濟狀況對本公司的經營業績構成重大影響。油氣行業對宏觀經濟走勢反應敏感，在經濟衰退時，油氣價格往往走低。本公司的大部分收益來自於銷售中國產出的原油。倘發生全球性經濟衰退或中國經濟出現滑坡，抑或中國或世界主要經濟體的未來經濟前景存在不明朗因素，油氣價格可能會走低，本公司的經營業績及財務狀況可能受到不利影響。

近期，全球經濟被蒙上一層信貸緊縮的陰影，大部分主要經濟體於二零零九年及二零一零年呈現經濟衰退趨勢。黯淡的經濟前景已影響到業務發展及客戶信心。一旦受經濟滑坡影響油氣價格下跌，可能對本公司的經營業績造成不利影響。國際能源市場的持續動盪及中國經濟增長步伐放緩，均可能對本公司的流動資金及財務狀況（包括本公司進入資本市場以滿足流動資金需要的能力）造成不利影響。

本文件內所載原油儲量資料僅為估計資料，本公司於各份產品分成合同項下淨儲量的實際產量、收益及支出可能與該等估計資料有重大出入。

對本公司制定未來開發及生產計劃，及對本公司已產生操作費的預期收回以及利潤分成油的估計而言，石油儲量估計是一項重要資料。本文件內所載原油儲量資料僅為估計資料。儲量估計的可靠程度取決於以下因素（當中某些因素並非本公司所能控制，可能存在變數，或假以時日可能被證實為不正確）：

- 技術及經濟資料的數量和質量；
- 本公司淨產量適用的通行油價；
- 油藏的產能；
- 對日後成本的估計；
- 大量的工程判斷；及
- 中國政府石油政策的連貫性。

風險因素

對探明石油儲量上的估計、對開發支出的時間安排及對日後產量的預測，本身既有多重不確定因素。經濟狀況的不利轉變可能令開發某些儲量變得不划算。與本公司淨儲量相關的本公司的實際產量、收益、應付稅項及費用以及開發及經營開支可能與上述估計有出入。針對估計日期後的鑽井、測試及生產結果，或需對本公司的儲量資料作出大幅上調或下調。作出上述調動後，與本公司淨儲量相關的本公司的實際產量、收益及開支可能與該等估計存在較大出入。

任何探明已開發產油儲量的削減將增加折舊、耗損及攤銷費用（假設產量不變），此將對本公司的經營業績造成不利影響。

根據國際財務報告準則，本公司折舊、耗損及攤銷單位產量的會計處理乃基於石油資源管理系統所載的儲量定義。本公司已根據按各產品分成合同的條款估計可從現有設施開採的淨探明已開發產油儲量採用單位產量比率。

估計探明儲量乃釐定資本化開發費用折舊的重要因素。任何探明已開發產油儲量的削減將增加折舊、耗損及攤銷費用（假設產量不變），因此將減少淨收入。

當決策制定須尋求股東批准時，控股股東的控制權或重大影響力可能令〔●〕對決策的影響有所限制。

張先生（本公司的執行董事、董事長兼首席執行官）及趙先生（本公司的執行董事、副董事長兼高級副總裁）為FEEL的控股股東，對本公司的業務（包括與本公司管理及政策相關的事宜，以及若干須獲本公司股東批准的事宜，如董事甄選、批准重大公司交易（其中包括併購、合併及出售本公司全部或絕大部分資產）以及股息分派及其時間安排）擁有重大控制權。此外，本公司將於〔●〕後生效的組織章程細則涵蓋一項法定人數規定，即股東大會須至少有兩名股東出席（親身或委任代表）。FEEL所持有的股權總數足夠讓其成為一名法定人士，在缺乏足夠出席人士的情況下，其有權於股東大會上批准需大多票數支持的動議，而此舉可能不符合本公司其他股東的最佳利益。一旦張先生、趙先生及FEEL的利益與本公司及本公司其他股東的利益發生衝突，本公司及本公司其他股東或會處於不利地位，利益或會受到損害。此外，倘若張先生與本公司之間發生任何糾紛，本公司不能向閣下保證能及時找到或根本找不到合適的董事及首席執行官予以替代，或無論張先生或趙先生透過FEEL行使其股東權利，該等董事會及管理層變動將受到挑戰，而本公司的業務營運亦可能因而遭受重大不利影響。

這種股權集中可能不支持、延誤或妨礙本公司的控制權變動，如此將可能令本公司股東喪失就其所持股份收取權利金（作為本公司出售事項的一部分）的機會，亦可能導致本公司股價下跌。此外，除非經FEEL同意，否則本公司或會被阻礙而不能訂立可能有利於本公司的交易。

本公司倚賴關鍵人士的服務，一旦失去彼等的服務且找不到經驗及專業知識相當的替補人選，本公司的業務營運可能會被嚴重擾亂。

本公司日後能否取得成功在很大程度上倚賴本公司高級行政人員（其中包括本公司的董事長兼首席執行官張先生）及其他關鍵僱員的持續服務。本公司在制訂業務方針、管理業務運營及加強與中石油及服務供應商之間的業務合作關係上亟需彼等的專業學識。本公司共為六名人士投購關鍵

風險因素

人物保險，其中包括本公司四名執行董事。然而，倘有一名或多名本公司高級管理人員或關鍵僱員不能或不願繼續在其現任職位上提供服務，本公司恐難及時覓得替補人選或根本不能覓得替補人選。一旦本公司關鍵僱員與本公司之間發生任何糾紛，本公司不能向閣下保證本公司與其關鍵僱員之間訂立的僱傭協議的執行力度，尤其絕大部分該等僱員的歸屬地為中國（其司法制度內部存在不確定性）。請參閱下文「— 中國法律制度的不確定性可導致〔●〕及本公司享有的保障有限」。倘有一名或多名本公司高級管理人員或關鍵僱員不能或不願繼續在其現任職位上提供服務，本公司的業務營運或會被嚴重擾亂，本公司的財務狀況及經營業績可能遭受嚴重不利影響，且本公司可能因招募、培訓及留聘僱員而須產生額外開支。本公司或不能以與本公司現有成本相若的對價吸引或留聘達致本公司戰略目標所需的替補人選。

中信銀行融資項下的限制性契約及承諾可能限制本公司的經營模式，而拖欠貸款或會對本公司的業務產生不利影響。

於二零零九年七月二十八日，MIE訂立中信銀行融資。中信銀行融資不要求於首三年償還本金，本金償還從第37個月開始，以倫敦銀行同業拆息加4.50厘的年利率計息。中信銀行融資涵蓋若干限制性契約，對本公司多個方面的能力加以限制，其中包括產生額外債務（不包括其形式涵蓋與本公司相關的公司間貸款及與MIE相關向中國機構作出的借貸的若干獲認可債務）、宣派〔●〕前本公司年綜合淨溢利15%以上的現金股息（不包括緊接〔●〕前可能宣派的一筆金額不超過20,000,000美元的現金股息）或〔●〕後本公司年綜合淨溢利30%以上的現金股息、設立或產生留置權、收購、併購或合併其他公司以及出售資產。中信銀行融資亦涵蓋若干財務契約，（其中包括）規定本公司須維持若干有形資產淨值及槓桿比率，同時亦將本公司於任何財政年度的資本支出總額限制在人民幣1,000,000,000元以內。根據該項融資協議，本公司同意促成FEEL及FEEL的股東繼續實益擁有本公司或MIE不少於51%的全部已發行股本。本公司擬尋求借款方同意，以降低FEEL及FEEL股東將持普通股數目的下限。本公司當前計劃下的二零一一年資本支出已超出融資協議中所載限額，本公司擬尋求借款方同意豁免該項限額。借款方可能不會授出該項同意，本公司可能因此須對其資本支出計劃作出相應調整。中信銀行融資乃以（其中包括）本公司所持MIE普通股的100%、FEEL所持本公司普通股的51%及FEEL股東所持FEEL普通股的51%作抵押。

於二零一零年十一月二十七日，本公司訂立中信銀行融資之補充協議，以修訂本公司與中信銀行國際有限公司及中信銀行廣州的抵押安排，為此，中信銀行國際有限公司及中信銀行廣州要求本公司支付工程費用300,000美元（或2,327,490港元）、豁免費用6,000,000美元（或46,549,800港元）及一筆相等於FEEL於〔●〕所收取淨金額2.75%的額外豁免費用。根據補充協議，借款方同意於〔●〕前解除FEEL持有的本公司51%普通股及FEEL股東持有的FEEL 51%普通股作為信貸融資擔保的股份抵押。本公司亦同意促使FEEL繼續為本公司最大股東，持有本公司不少於35%已發行股本，並維持對本公司之管理控制。根據補充協議，借款方亦同意將二零一一年的允可資本支出由人民幣10億元增加至人民幣12.88億元。與此同時，本公司同意就MIE於信貸融資項下的債務提供公司擔保。借款方亦批准FEEL於緊隨〔●〕發生後出售本公司最多7%已發行股本的現有股份，惟FEEL須繼續持有本公司不少於35%已發行股本。有關該項信貸融資的更多資料，請參閱

風險因素

「財務資料－流動資金及資本資源」。倘未能根據中信銀行融資遵守任何契約或承諾，本公司於中信銀行融資項下的義務可能加重，因而可能對本公司的業務造成重大不利影響，且FEEL將不能根據〔●〕出售其任何股份。因此，本公司受限於其經營業務的方式，或不能從事某些商業活動或為日後經營或資本需求提供資金。

本公司須按規定設立償還債項儲備賬戶以確保償還中信銀行融資項下到期本金及利息。本公司的預定付款能力建立在本公司的財務狀況及經營業績的基礎上。本公司從經營活動中所取得的現金流量水平可能不足以讓本公司支付其債務項下的本金及利息。例如，截至二零一零年六月三十日止六個月期間，本公司經營活動產生的淨現金為人民幣559,000,000元，投資活動所用淨現金為人民幣444,500,000元及融資活動所用淨現金為人民幣136,500,000元，因此，現金及現金等價物相較截至二零零九年六月三十日止六個月期間的減少淨額為人民幣21,900,000元。儘管償還債項儲備賬戶僅要求本公司在首三年內籌集利息付款及自第37個月起方始籌集本金及利息付款，惟倘本公司的現金流量及資金來源不足以償還本公司的債務時，本公司可能被迫減少或延遲計劃投資及資本支出，或出售資產，在債券或股本市場尋求額外融資，或對本公司的債務進行重組或再融資。本公司對其債務進行重組或再融資的能力將取決於當時資本市場的狀況及本公司的財務狀況。本公司可能以較高利率對其債務進行再融資，此舉或要求本公司遵守更多繁苛契約，因而可能進一步限制本公司的業務營運。

本公司將需龐大資金以維持營運及實現增長策略。本公司或不能按有利於本公司的條款籌得資金或根本未能籌集資金，因而可能增加本公司的融資成本、攤薄〔●〕的所有權權益、本公司的業務經營可能受到影響或本公司可能被迫延緩、減少或放棄本公司的增長策略。

油田作業是一項資本集中型業務。本公司保持及增加收益、淨溢利及現金流量的能力建立在持續性資本支出的基礎上。在本公司當前的業務方針下，二零一零年及二零一一年的資本支出總額分別約為人民幣877,000,000元（其中截至二零一零年六月三十日已產生人民幣575,000,000元）及人民幣1,432,000,000元。本公司的預期淨資本支出為總額的90%，而由於多重因素（包括但不限於本公司自其經營及投資活動取得充足現金流量以為其資本支出融資的能力、本公司取得外部融資的能力、油價及聯合管理委員會的批准）的關係，其可能與有關計劃數額存在較大出入。請參閱「業務－產品分成合同」，以了解對聯合管理委員會職能的描述。此外，本公司的增長策略之一為在對概算及可能儲量進行開發的同時，開發本公司的淨探明未開發儲量。為成功實施該項增長策略，本公司需額外籌集大量資金。

本公司安排融資的能力及該等融資的成本取決於多項因素，其中包括但不限於：

- 整體經濟環境及資本市場的狀況；
- 可自銀行或其他借款方取得的信貸額；
- 投資者對本公司的信心；及
- 本公司各個項目的持續表現。

風險因素

本公司業務經營所產生的現金流量或不能滿足本公司資本投資的現金需求，本公司或須透過公開或私人股本發售、銀行貸款或其他債務融資，或以其他方式為其現金需求融資。本公司不能向閣下保證本公司有機會為其日後拓展按有利於本公司的條款進行國際或國內融資或根本沒機會進行融資，在此情況下，本公司可能被迫延遲、減少或放棄其增長策略，亦可能須承受更高的融資成本，抑或二者兼具。

自債務融資額外籌集資金可能給本公司的業務經營加添困難，蓋因本公司需就該等債務償付本金及利息，且可能須受債務融資協議中所涵蓋的限制性契約限制，在此情況下，(其中包括)本公司作出業務及營運決策的能力及派付股息的能力可能受到限制。此外，透過公開或私人股本銷售為收購事項融資可能對〔●〕於本公司的股權權益造成盈利或擁有權攤薄。

此外，不能保證本公司的資本項目一定會完成或以何種對價完成，或完工項目的成功程度。倘本公司未能為其營運或發展計劃籌集充足資金，本公司的業務、經營業績及財務狀況可能遭受重大不利影響。

此外，儘管本公司於二零一零年六月三十日及二零一零年十月三十一日的流動資產淨值虧絀分別為人民幣172,600,000元及人民幣85,100,000元，本公司已採取若干措施使本公司得以持續經營。在加速推進其資本項目時，本公司已預計到營運資金不足。然而，考慮到本公司的業務經營預期每月將產生正面的現金流量及本公司可與其貿易債權人協商及修訂有關條款，本公司堅信有能力扭轉此等局面。儘管如此，本公司不能向閣下保證本公司在日後的業務經營中能產生充足現金流量以進行必要的資本支出及償還債務，在此情況下，本公司可能尋求額外融資、出售若干資產或對其部分或全部債務進行再融資。倘能得以實行，本公司不能向閣下保證任何該等備選融資手段能按本公司所信納的條款進行。本公司亦可能難以將其長期資產轉變為流動資產以償還債權人及可能在出售長期資產時蒙受虧損，此等情況將對本公司的業務營運造成不利影響且可能妨礙本公司成功實施其業務方針。

本公司或會向澳大利亞環球石油發行額外股份以購買其於產品分成合同中的權益，該發行將攤薄〔●〕股份的價值。

於二零一零年四月八日，本公司與澳大利亞環球石油簽訂一項諒解備忘錄，以示本公司有意向澳大利亞環球石油購買其於三份產品分成合同中的全部10%參與權益。對價將以現金加股份的組合形式支付，當中比例由雙方磋商協定。此項交易須待雙方訂立一項正式購買協議以列明澳大利亞環球石油向本公司轉讓權益的具體條款後方為有效。根據此諒解備忘錄，雙方計劃於購買協議所載成交條件獲達成或〔●〕後180日(以較遲發生者為準)完成交易。根據上市規則，在〔●〕後6個月前，本公司不得根據任何正式購買協議或因任何其他原因向澳大利亞環球石油發行任何股份。倘本公司與澳大利亞環球石油訂立正式購買協議，及發行股份作為彼等於三份產品分成合同的參與權益，則該等發行可攤薄本公司現有股東的權益。可能遭遇攤薄的數額將取決於向澳大利亞環球石油發行的作為對價的股份數目。

風險因素

倘不能招募及留聘本公司業務所需的合適僱員，本公司的業務或會遭受不利影響。

本公司的持續增長部分取決於本公司招募及留聘合適僱員的能力。隨著本公司拓展其石油業務，本公司將需要聘用對石油行業具相當學識的有經驗僱員以管理及運營本公司的石油設施及資產。本公司在中國招募於石油行業具相當經驗學識的管理及技術人員時所面臨的競爭日趨激烈。此外，近期中國的勞動力成本呈現上升趨勢，這對本公司的僱員成本有直接影響。為在日後吸引及留聘關鍵人員，本公司或需向其僱員提供更高的薪酬及其他福利，此舉可能對本公司的開支及盈利能力造成重大影響。本公司不能向閣下保證本公司會有充足資源以完全滿足其僱員需求（蓋因本公司的業務日後會持續增長）或本公司的經營開支不會出現顯著增長。

倘本公司無法獲得或繼續持有全部所需牌照、許可證及批文，或費時或以高昂對價方可獲取該等牌照、許可證及批文，則本公司的業務營運及發展計劃或會遭受重大不利影響。

在中國經營石油業務（如同本公司）須取得種類繁多的牌照、許可證及批文，如與環境保護及安全生產相關的各種牌照、許可證及批文。相關詳情請參閱本文件「法規」一節。尤其是，本公司的項目及任何拓展計劃均須通過政府的重重審查及批准。本公司能否持續經營其現有業務及能否成功實施其拓展策略，取決於本公司能否在中國法律的規限下取得、維持及重續（如必要）相關監管部門的批准。中石油能否取得相關政府批文及牌照亦左右著本公司的發展。該等批文包括但不限於環保審批、工作場所安全認證、土地使用權劃撥及由外匯管理局發出的各項批文。倘本公司或中石油未能及時取得或續新或根本未能取得或續新有關批文，本公司可能被追加罰款、責令採取糾正措施，或被處以其他行政懲罰。本公司甚至可能因未能取得或重續有關批文而被禁止持續經營或拓展其業務，為持續業務經營，本公司或須花耗大量時間及成本。

本公司在中國及海外擴充業務時可能遭遇重重困難，可能對本公司的發展及日後盈利產生不利影響。

本公司計劃與中石油訂立後續產品分成合同及選擇性地向中國其他獨立石油生產商（或資本有限，或缺乏足夠技術能力及專業知識以成功開發彼等的合同區）收購現有產品分成合同。於二零一零年四月，本公司與松原市寧江區小油田開發公司（一家位於吉林省松原市的油氣開發公司）簽訂一份諒解備忘錄，以向後者收購其於與中石油訂立的產品分成合同中的參與權益（涉及吉林油田內的石油資產）。於二零一零年四月八日，本公司亦與澳大利亞環球石油簽訂一份諒解備忘錄，以向後者購買其於本公司產品分成合同中的10%參與權益。由於各方正就上述交易進行初步探討，本公司不能向閣下保證任何該等交易會通過成功協商而得以成交。管理層或會轉而關注該等收購事項及造成資源分流而令本公司的現有業務面臨風險。此外，倘收購新油田的權益，本公司或不能將其所購入公司或業務成功合併至現有業務中。

本公司亦計劃探求海外新投資機遇，尤其關注東南亞及中亞的新興市場。本公司甚少在吉林省以外地區經營石油業務，因此概不保證本公司能成功把握該等新業務機遇或滲入一片全新的地理區域。此外，該等新項目可能有更高的資本需求，亦可能令本公司承擔若干額外風險，其中包括但不限於向本公司先前未曾交涉過的監管部門取得有關批准，以及與在其他國家經營項目有關的經濟及法律風險。本公司因此不能向閣下保證進行上述業務擴張不會對本公司日後的盈利能力產生不利影響。

風險因素

本公司業務節節攀升建立在本公司開採現有儲量及在合同區內開發新已發現儲量的能力之上。

本公司能否實現其增長目標，部分取決於在其合同區內探明額外原油儲量及進一步開採其現有儲量基礎的成功程度。本公司的開發及生產活動令本公司承受與鑽井相關的風險，譬如在本公司的合同區內可能未必能額外發現具經濟效應的採油油藏。開發額外儲量是一項風險較高的資本密集型活動。截至二零一零年六月三十日，本公司淨探明儲量的壽命指數為8.1年，表明基於現有估計，倘本公司並無概算或可能儲量證實為可予開採及本公司未能探明任何其他儲量，本公司生產將於二零一八年下半年停止。為防患於未然，本公司計劃加大其概算及可能儲量的開採力度並尋找額外儲量，然而，倘在本公司現有合同區內沒有額外儲量分佈或未能透過收購事項或新產品分成合同購入新儲量基地，隨著時間的推移，本公司的淨儲量及淨產量將會下降，這將對本公司的經營業績及財務狀況造成重大不利影響。

倘中石油或本公司未能獲得永久使用批文或正式土地使用證，本公司根據各項產品分成合同持續佔有及使用土地作長期用途的權利及能力或會遭受不利影響。

根據產品分成合同的條文及自相關中國土地管理部門取得的批文，本公司有權使用中國境內的多幅土地。根據產品分成合同，中石油有義務促成或協助購買土地使用權。中石油與本公司獲劃撥多幅土地作永久使用，總面積約為644,292平方米，其中一幅面積為37,060平方米的土地乃由國土資源部直接劃撥予本公司作大安市的聯合站用途，就此，本公司已於二零一零年八月十七日自大安市國土資源局接獲國有建設用地劃撥決定書。此等土地用作興建本公司的開發基地、聯合站、辦公樓、附屬設施及員工宿舍。然而，中石油與本公司均未就該等土地自相關中國政府部門取得正式土地使用證。相關詳情請參閱本文件「業務－資產」一節。中國法律規定，開發項目的使用者須於土地上建築竣工後30天內或在接獲相關土地管理部門通知後30天內，就該等獲分配土地向相關土地管理部門申請簽發土地使用證。如未能申請土地使用證，本公司或須接受有關監管行動。其中，於最後可行日期，並未披露任何詳細資料或詮釋。根據中國法律規定，土地使用證及房屋所有權證為房地產的有效登記憑據。此二者允許土地使用證的持有者轉讓、抵押及租賃土地使用權，及允許房屋所有權證的持有者轉讓及抵押房屋及保護持有者免遭第三方申索。若無土地使用證及房屋所有權證，本公司或不能轉讓、抵押或租賃該等劃撥土地的土地使用權，或不能轉讓或抵押房屋及可能遭第三方申索，此等情況可能對本公司利用該等劃撥土地及房屋作抵押或保護其免遭第三方申索的能力產生重大不利影響。

此外，面積約為1,600,000平方米的多幅土地已經相關中國政府部門批准可供本公司作臨時用途。就該1,600,000平方米中本公司決定轉作生產用途的土地，本公司或中石油將需於有關臨時使用批文或彼等的任何延期屆滿後，取得永久使用批文及土地使用證。截至最後可行日期，暫時使用約1,580,000平方米土地的批文已到期，已呈交此等批文以轉換作永久用途，提交批文後，本公司有權繼續使用該等土地直至轉換手續完成。概不保證本公司或中石油能取得該等土地的永久使用

風險因素

批文及土地使用證。未能取得永久使用批文或土地使用證將對本公司於臨時使用批文及彼等的延期屆滿後使用有關土地產生影響，倘拒絕歸還土地，本公司或會被罰款及／或責令採取糾正措施，如恢復土地並將其歸還予原使用者。本公司亦可能被禁止將該等土地用作生產或不能保護彼等免遭第三方申索，如此將對本公司的擴充計劃及日後的盈利能力產生不利影響。

根據產品分成合同的條款，所有根據產品分成合同已購入、安置及建成的資產最終將成為中石油的資產，或會對本公司履行有關責任的能力產生重大不利影響。

根據產品分成合同的條款及為符合中國法律的規定，所有根據產品分成合同已購入、安置及建成的資產將於以下兩者中較早發生時改變所有權歸屬：(i)外國合同者悉數收回其開發費用或(ii)有關產品分成合同到期。在上述任何一種情況發生前，本公司及中石油共同控制產品分成合同項下的資產，本公司及中石油均不得擅自出售有關資產。於上述任何一種情況發生後，中石油將擁有所有根據產品分成合同已購入、安置及建成的資產。本公司於產品分成合同項下的資產因而並非為本公司獨家控制，或不可出售、轉讓、對其設立產權負擔、或未經中石油批准進行其他處置或根本不得進行其他處置，在此情況下，本公司對其債權人及本公司股東履行義務的能力會遭受重大不利影響。

本公司向服務供應商及設備供應商支付預付款使本公司面臨來自該等協力廠商的信貸風險，或會增加本公司的成本及費用。

根據與本公司大部分鑽井服務供應商及設備供應商簽訂的現有合同，本公司須按行業慣例向該等服務供應商及設備供應商支付預付款項。在大多數情況下，本公司在支付預付款項時並未就此收取抵押品。因此，本公司就該等付款的債權將列為無擔保債權，將使本公司面臨來自其供應商及服務供應商（倘彼等喪失償還能力或破產）的信貸風險。本公司將被評為擔保不足債權人，勢必降低本公司收回其預付款項還款的機會。一旦發生違約事項，本公司或需就有關負債計提撥備。由於支付予鑽井服務供應商及設備供應商的若干預付款項不可收回，本公司於二零零七年就該等應收款項計提減值撥備人民幣11,200,000元。在對該等違約服務供應商或供應商進行申索的過程中，本公司未必能勝訴，即使勝訴本公司也不一定能追回損失賠償。上述任何情況均可能對本公司的財務狀況及經營業績產生重大不利影響。

本公司業務在地域上集中增加本公司面臨天災及其他非本公司所能控制的災害的風險，或會導致本公司的業務蒙受損害、損失或毀壞。

截至二零一零年六月三十日，本公司的全部探明總原油儲量均位於中國吉林省。本公司原油儲量在地理位置上的集中性使其業務面臨自然災害風險，包括在某一特定地區發生的，可能對本公司的原油開發或生產產生不利影響的洪水、地震以及其他天災，例如對管道或油藏結構的災難性破壞或對本公司的業務造成嚴重損失或延誤的事件。恐怖主義行為亦可能對本公司、其僱員或設施造成損害或干擾，上述任何一項均可能嚴重影響本公司的銷售、銷售成本、總體經營業績及財務狀況。

風險因素

本公司的業務可能受重大操作危險及自然災害影響，而本公司就其可能招致的損失投保的覆蓋面有限。

原油的開發、生產及運輸涉及諸多危險。該等危險可能導致火災、爆炸、溢出、洩漏及其他無法預測而可能導致人員傷亡、財產損失、環境破壞及業務中斷的危險情況。重大操作危險及自然災害可能會導致本公司業務中斷、財產及／或環境破壞以及人身傷害，上述任何事件均可能對本公司的財務狀況及經營業績產生重大不利影響。儘管事故並未對本公司構成重大影響，但於二零零九年九月一日，廟3油田發生一宗重大事故，本公司一名工人在調整鑽井機時被活塞捲入。Foreign Enterprise Service Co., Ltd. (「FESCO」) 已支付該名工人的死亡賠償金。本公司已按照其內部政策及中石油與中國政府的相關法律、政策及程序對上述事故進行全面調查。調查結果表明，事故乃由當事人機器操作不當引起，並非本公司的工作場所安全措施或職業健康措施沒到位。該名工人的家屬簽署放棄事故索賠的聲明，此後未再發生與此事故有關的訴訟。本公司一直努力提高其安全及職業保健措施，以保護其僱員及減少事故風險。然而，鑒於其所屬行業的危險性，本公司的保護措施未必總能發揮效用。

作為針對運營風險的一項保護措施，本公司已為其資產（包括管道、終端機、機器、設備、材料及物資等）購買保險。本公司亦為所有機器設備的重大故障風險購買保險。本公司為其業務經營購買業務中斷保險及工作環境人身傷害保險。本公司亦貫徹實施與ISO9000及ISO9001、本公司與中石油的協議以及中國法律及法規相符的安全標準。本公司並未受到此處所述任何運營風險重大影響，亦無因未能遵守安全標準或中國法律而受到重大影響。然而，本公司的保護措施未必總是有效，本公司的保險亦未必足以涵蓋所有經營風險及自然災害所造成的財務損失。本公司所造成的與運營風險或自然災害有關的所購買保險未能覆蓋的損失或需要對此支付的款項可能會對本公司的財務狀況及經營業績產生重大不利影響。

中國法規可能限制本公司的活動，對本公司的業務經營產生不利影響。

與中國其他油氣公司一樣，本公司的業務受到中國政府的廣泛監管。儘管中國政府近年已逐漸放寬其對油氣行業的監管，但其對該行業依然保持一定程度上的控制，主要措施包括對原油勘探及生產進行授權、對所產原油評估及徵收稅費以及制訂安全、環保及質量標準等。例如，自二零零六年三月二十六日以來，中國政府一直對本公司徵收原油特別收益金。因此，於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年，本公司分別錄得與原油銷售有關的特別收益金變動合計為人民幣160,000,000元、人民幣538,100,000元、人民幣73,300,000元及人民幣148,600,000元。該等監管及控制，包括未來稅收規定或政策的變動，均可能會對本公司業務及盈利能力產生重大影響，從而制約本公司實施其業務策略、發展或擴大其業務或使其盈利能力最大化的能力。

風險因素

現有或日後的環保法規可能對本公司的業務經營產生不利影響。

本公司受中國有關環保法律及法規的廣泛制約。該等法律及法規允許：

- 對廢物的排放徵費；
- 對所造成的環境破壞處以罰金及損害賠償；及
- 政府酌情關閉任何不遵守有關法令的設施，並要求其整改或停止造成環境破壞的業務經營。

本公司的業務產生大量廢水、廢氣及固體廢物。此外，本公司的生產設施須獲得經營許可（須重續、修訂及可被收回）。本公司已建立一套處理廢物以防止及減少污染的體系。截至二零一零年六月三十日，本公司未涉及任何違反環保法律法規，而本公司未能在相關中國政府機關指定的時限內進行補救的事故。

中國政府一直朝著，並將繼續朝著提高執法力度及採取更嚴格的環保標準方向邁進。由於本公司尋求擴展其業務及開拓海外擴張機會，本公司亦或會面臨較之中國的法律更為嚴厲的其他司法權區的國內及國際環保法律的制約。因此，本公司或會產生與環保合規事項有關的額外支出。

本公司與中石化的合同糾紛或會對本公司日後與中石化進行業務合作的能力造成不利影響。

於二零零零年八月二十八日，本公司與中石化訂立一份為期二十五年的產品分成合同，以勘探及開發山東省勝利油田的合同區。勝利油田乃中國最大的產油基地之一。於二零零零年，本公司開始進入其於勝利油田業務的試開發階段，並開鑽了一口乾眼。項目自二零零零年末起暫停。於二零零五年四月，本公司要求中石化延長合同以重新開始於勝利油田的項目。於二零零六年九月二十七日，本公司收到中石化的函件，拒絕本公司重新開始該項目的請求，並尋求終止產品分成合同，理由是試開發階段的一年延長期已於二零零三年十二月三十一日屆滿，而本公司並未於屆滿前遵守其產品分成合同所規定的至少2,000,000美元投資承擔。本公司相信其在二零零三年十二月三十一日前於勝利油田的初步投資人民幣23,100,000元已符合產品分成合同所規定的投資承擔。本公司曾在勝利油田羅家義區塊64鑽探兩口井，其中之一為乾井，另一口在中石化於二零零六年九月要求暫停後未完成。由於地質因素，在羅家義區塊64鑽探乾井的機遇較本公司其他油田更大，而開發及操作費亦較高。本公司將持續考慮進一步投資開發羅家義區塊64的經濟及合同的可行性，考慮因素亦包括原油價格。本公司擬與中石化誠意談判以解決此問題。因此，本公司選擇並不尋求與中石化終止此產品分成合同。

截至本文件日期，與中石化的產品分成合同並未正式終止，有關糾紛亦未進入司法訴訟階段。然而，本公司於勝利油田項目的投資已於二零零零年完全撤銷。本公司已將與產品分成合同項下勝利油田項目有關的損失及債務入賬，本公司相信再無任何與勝利油田項目有關的附加債務及索償。此外，由於自二零零零年末以來再無與此項目有關的任何進展，本公司並未於本文件載入任何與羅家義有關的經營或儲備資料。本公司無法向閣下保證能夠及時或根本不能解決與中石化的糾紛。然而，於二零一零年十一月九日，本公司與中石化的附屬公司中國石化集團中原石油勘探

風險因素

局鑽探處簽立諒解備忘錄，以合作開發與勘探及開發油田有關的技術。本公司相信該諒解備忘錄表示往後，本公司可能與中石化建立建設性的業務關係。儘管如此，若本公司無法解決此糾紛，將削弱本公司未來與中石化進行業務合作的能力。

本公司營運所在行業競爭激烈，倘不能在競爭中佔得先機，本公司可能無法訂立新產品分成合同及保持本公司的增長。

本公司乃根據與中石油的合同安排在大安、莫里青及廟3油田的唯一作業者。本公司並未與其他作業者在合同區出現競爭。然而，在本公司尋求收購資產、爭取其他與國有油氣公司的產品分成合同以及僱用受過培訓的人員時則面臨競爭。作為一家獨立的石油合同者及作業者，本公司須根據對外合作開採陸上石油資源條例開展業務。本公司可能面臨現有作業者及新興作業者在與中石油天然氣集團及中石化進行合作的合同權方面的競爭，而其為獲准與外資公司合作於中國勘探及生產陸上原油及天然氣，以及於中國開發及生產石油資源的唯一企業。本公司的競爭對手包括洛克石油(ROC Oil)、中亞石油(Central Aisa Oil)、Bright Oceans及艾芬豪能源(Ivanhoe Energy)。影響本公司競爭力的因素包括技術能力、財務資源、經驗、往績記錄，以及與中石油天然氣集團及中石化的關係等。

我們的競爭對手(包括市場作業者)可能更富經驗及／或可獲得更豐富的財務及人力資源。此外，許多在中國處於主導地位的大型石油公司，如中石油、中石化及中海油自身亦具有石油開發及生產的能力。因此，本公司成功訂立新產品分成合同並保持增長能力將在很大程度上取決於本公司在此競爭日益激烈的市場上超越其他作業者的能力。此外，技術日新月異乃油氣行業的特徵之一。新技術的開發或會使本公司處於不利的競爭地位，競爭壓力將迫使本公司以高昂的對價應用該等新技術。本公司未必能夠及時或甚至未必能夠應對此等競爭壓力及應用新技術。倘若本公司無法應用商業上可行的最新技術，其爭取其他產品分成合同的能力將受到不利影響。此外，倘若中國國內石油需求下降，本公司可能面臨與其他競爭對手在中石油削減石油採購量時的競爭。

本公司亦有計劃收購國外的石油資產，因此可能面對的競爭對手為能夠付出更高對價以取得產量更高的石油資產及開採前景更廣闊的作業者。本公司未來開拓其他業務前景的能力將取決於其評估及選擇合適的資產及在競爭環境中達成交易的能力。

未能根據外匯管理局75號文於當地外匯管理部門登記有關修訂可能對本公司將中國收入匯兌為其他外幣的能力造成不利影響。

根據外匯管理局於二零零五年十月二十一日發出，並自二零零五年十一月一日起生效的《關於境內居民通過境外特殊目的公司融資及返程投資外匯管理有關問題的通知》(「外匯管理局75號文」)，中國境內居民倘擬透過成立或控制境外公司，以便其將中國境內公司的資產或股權注入該境外公司，則彼等須於外匯管理局當地分支機構進行事先登記。上述境內居民將境內企業的股權

風險因素

或資產注入境外公司，或該境外公司在海外募集資金，或發生任何涉及境外公司資本變動的其他重大變故後，則彼等亦須就此對外匯管理局當地分支機構的登記或存檔作出相應修訂。

根據外匯管理局75號文規定，趙先生、張先生及尚先生已就成立FEEL及MIE於外匯管理局吉林省分局完成相關登記。然而，外匯管理局吉林省分局認為MIE的境外重組不在外匯管理局75號文規定範疇之內，故已回絕彼等關於TPG於MIE的投資及成立本公司的登記修訂申請。

儘管如此，並不保證外匯管理局將認同上述觀點或外匯管理局吉林省分局的負責人將繼續秉持此觀點。倘外匯管理局對外匯管理局吉林省分局的決定提出異議，或外匯管理局吉林省分局的負責人改變初衷，則或會對本公司匯款及將中國所得收入兌換為其他外幣的能力造成重大負面影響。

與本公司在中國經營業務有關的風險

中國政府的政治及經濟政策影響本公司的業務及經營業績。

目前，中國依然為一個發展中經濟體，在很多方面有別於發達國家，其中包括：

- 架構；
- 政府參與程度；
- 發展水平；
- 增長率；
- 資本投資水平及管控；
- 外匯管制；及
- 資源分配。

儘管中國經濟於過往二十年迅猛增長，不同經濟環節及階段的增長仍呈現地域上的差異。本公司無法向閣下保證中國經濟將繼續增長，或將以近年的增長步調持續增長；或即使有增長，亦無法保證增長將穩定及一致。此外，倘經濟出現滑坡，將對本公司業務產生消極影響。部分受全球經濟及金融危機及其他因素影響，中國國內生產總值的增長率（較上年同期所計）在二零一零年上半年反彈至11.1%之前，由二零零八年上半年的10.4%跌至二零零九年上半年的7.1%。中國政府所採納的眾多宏觀經濟措施、貨幣政策及經濟刺激計劃能否在恢復或維持中國經濟快速增長率方面發揮有效作用，仍是未知之數。此外，即使上述措施能長遠推動中國整體經濟，惟或會對本公司產生消極影響。例如，政府對資本投資的監控或會對本公司的財務狀況及經營業績產生重大不利影響。

儘管中國經濟正經歷由計劃經濟轉為市場導向經濟，中國絕大部分的生產性資產仍由中國政府擁有。本公司的業務可能會因政府對該等資產及國民經濟其他方面的持續控制而受到重大不利影響。中國政府亦透過分配資源、控制償還以外幣列值的債務、制訂貨幣政策及為特定行業或公司提供惠利措施以對中國經濟增長行使重大控制。任何出現在中國經濟環境或政府政策的不利變動

風險因素

均可能對中國的整體經濟增長及投資及消費水平產生重大不利影響，從而可能導致石油需求量下降，最終對本公司的業務產生重大不利影響。

本公司能否成功拓展中國業務營運有賴多項因素，包括宏觀經濟及其他市場狀況以及借貸機構可提供的信貸。中國政府不時表明其再次控制經濟增長及緊縮借貸的必要。倘中國採取更為嚴謹的借貸政策，或會影響本公司獲得資金的能力，因而削減本公司為其業務提供資金及實施擴展戰略的能力。本公司無法向閣下保證中國政府將不會實施任何額外措施以緊縮借貸。即使任何上述措施得以實施，本公司亦無法保證其日後的經營業績或盈利能力不會受到不利影響。此外，本公司亦無法向閣下保證過往經濟及市場狀況將會持續，亦不保證本公司可持續發展。

本公司可能根據新企業所得稅法被視為中國居民企業及須就本公司的全球收入繳付中國稅項。

自二零零八年一月一日起生效的新企業所得稅法規定，於中國境外成立而其「實際管理機構」位於中國的企業被視為「居民企業」，一般須就其全球收入按統一企業所得稅率25%繳稅。根據國務院頒佈的新企業所得稅法實施條例，「實際管理機構」指能對一家企業的生產及業務經營、人力資源、財務、收購及處置財產及其他資產實施重大及整體管理及控制權的機構。目前，中國稅務機構尚未就並非由中國企業或中國集團企業控制的境外實體執行新企業所得稅法及其實施條例頒佈任何指引。因此，尚不確定中國稅務機構將採取何種因素以釐定本公司是否屬於中國「實際管理機構」。本公司絕大部分管理人員駐於中國，且本公司全部收益均來自中國的業務。然而，本公司確實有部分利息收入及其他收益源自其中國境外的融資活動。本公司目前須就其中國業務繳納企業所得稅。倘中國稅務機構認定本公司乃一家中國居民企業，本公司則須就其全球收入按統一稅率25%繳納中國稅項，從而可能對本公司的財務狀況及經營業績產生不利影響。

根據中國稅法，本公司應付外國投資者的股息或本公司外國投資者變現的資本收益可能須繳稅。

根據先前的中國稅務法律法規，本公司應向境外投資者支付的股息或境外投資者透過轉讓或處置本公司股份所實現的資本收益無須繳納中國預扣稅或所得稅。若本公司經新企業所得稅法及實施條例有關「實際管理機構」的測試後被視為中國「居民企業」，則本公司股份的股息或透過轉讓或處置本公司股份所實現的資本收益或被視為源自「中國境內來源」的收入。因此，應向本公司的「非居民企業」（即於中國並無設立機構或營運地點，或於中國設有機構或營運地點，惟有關股息或資本收益與上述機構或營運地點於中國的設立並無重大關聯）投資者支付的股息或由彼等投資者所實現的資本收益或須按10%稅率繳納預扣稅。然而，尚不明確本公司支付的股息或資本收益會否處理為源自中國境內來源的收入，並相應繳納中國稅項。若本公司依據新企業所得稅法及實施細則須就其支付的任何股息或其境外股東實現的資本收益預扣中國所得稅，則〔●〕於本公司股份的投資價值或會受重大不利影響。

風險因素

中國法律制度的不確定性可導致(●)及本公司享有的保障有限。

中國法律體系為基於成文法的大陸法系。有別於普通法律體系，過往的法院判決可援引作參考，但作為先例的價值有限。自一九七九年，中國法律法規大力加強為中國多種形式的外商投資所提供的保障。然而，因眾多法律、法規及規則相對較新，且中國法律體系不斷迅速衍變，對眾多法律、法規及規則的詮釋未免難以保持一致，而執行此等法律、法規及規則存有不確定性，從而或會限制本公司所受法律保障。例如，本公司或須透過訴諸行政及司法程序以執行本公司依法或合同所應享有的法律保障。

由於中國行政及司法機構在詮釋及執行法定及合同條款方面享有重大酌情權，故評估中國行政及司法程序的結果，以及本公司在中國所享有的法律保障水平（與更為發達的法律體系相比）甚為艱難。該等不確定因素或會妨礙本公司與中石油、日後合作夥伴、其服務供應商及供應商履約的能力。此外，該等不確定因素（包括無法履約）或會對本公司的業務及經營產生重大不利影響。因此，本公司無法預測中國法律體系，尤其是涉及中國油氣行業的日後發展（包括頒佈新法、變更現有法律、詮釋或執行，或全國法律優先於地方法規）將造成何等影響。有關不確定因素或會限制本公司的其他外商投資者所享有的法律保障。此外，任何中國的訴訟均可能延長，從而引致重大成本，並分散本公司資源及管理層注意力。

外匯匯率的日後波動及政府對貨幣兌換的管制可能對本公司的財務狀況及經營業績以及本公司匯付股息的能力造成不利影響。

本公司絕大部分收益及開支均以人民幣計值，人民幣現時不能自由兌換。本公司將以外幣向其股東派發股息（如有），故此，本公司將面臨匯率波動風險。

人民幣價值很大程度上受中國國內及國際經濟、金融及政治發展及政府政策以及當地及國際市場貨幣供求等因素影響。自一九九四年起逾十年以來，人民幣乃根據中國人民銀行每日依據前一日中國的銀行同業匯率及當時全球金融市場的即時匯率訂立及發佈的匯率兌換為美元等外幣。在二零零五年七月之前，人民幣兌美元的官方匯率非常穩定，此後，中國人民銀行容許官方人民幣匯率對一籃子外幣（包括美元）浮動。於二零零八年七月，中國中央銀行縮小適用範圍，規定人民幣僅可隨彼等實際影響能使人民幣與美元重新掛鈎的貨幣波動。自二零零五年七月二十一日至二零一零年六月三十日，人民幣兌美元升值21.7%。於二零一零年六月二十日，中國人民銀行宣佈中國政府將進一步推進人民幣匯率制度改革，增強匯率彈性。自此，人民幣與美元之間的平均匯率得以上升。然而，仍然難以預測此新政策日後將為人民幣匯率帶來何等影響。人民幣價值的波動將影響本公司以人民幣計值的非人民幣債務金額，因為本公司必須將人民幣兌換為非人民幣貨幣，方能償還本公司海外債務。人民幣一旦升值，將增加本公司以外幣計值的股份價值以及股份相對應的任何股息。相反，人民幣一旦貶值，將減少本公司以外幣計值的股份價值以及股份相對應的任何股息。

風險因素

本文件所載有關中國經濟及中國石油產業的若干事實及統計數字乃摘錄自多份政府官方刊物，或不可完全信賴。

本文件中有關中國、中國經濟、中國石油產業及其他相關行業的若干資料及統計數字摘錄自多份政府官方刊物。然而，本公司不能保證該等政府官方刊物的質量或可信度。儘管本公司在確保所呈資料及統計數字乃準確摘錄自該等政府官方刊物而甚為小心審慎，但本公司並未個別核實資料。因此，本公司並不就該等政府官方刊物的資料及統計數字的準確性發表任何聲明，其可能與中國境內外所編撰的其他資料相異。

有可能因為資料收集方法不恰當或效果不佳、政府官方刊物與市場慣用手法有所差異以及其他問題，本文件中有關中國經濟及中國石油產業及其他相關行業的官方統計數字或會失準，亦未必可與其他經濟體系的統計數字比較，故不應過度信賴。此外，本公司不能向閣下保證有關統計數字的陳述或編撰方式或準確程度如其他國家統計數字（如有）般一致。無論如何，投資者應衡量該等官方資料或官方統計數字的比重及重要性。

中國實施新勞動法可能對本公司的經營業績造成不利影響。

中國於二零零七年六月二十九日頒佈《中國勞動合同法》，自二零零八年一月一日起生效。勞動合同法規定僱主須承擔更大責任，對僱主決定裁減員工所需成本構成重大影響。此外，勞動合同法亦規定，於若干情況下僅可按年資而非按表現終止聘用員工。即使本公司根據中國法律及法規透過吉林省外國企業服務有限公司僱用中國員工，勞動法變動仍會影響本公司。倘本公司決定大幅改變或減少員工人數，勞動合同法可能對本公司以最有利其業務或適時及具成本效益的方式實施該等變動的能力造成不利影響，因而可能對本公司的財務狀況及經營業績造成重大不利影響。

若未來在中國爆發H1N1流感、禽流感或嚴重急性呼吸綜合症，或出現類似的公眾健康問題，則本公司的業務及經營可能會嚴重中斷。

於二零零九年，中國各地均有H1N1流感病例報告。自二零零五年起，中國多個地區已呈報禽流感病例，包括多個人類確診死亡病例。此外，自二零零二年十二月至二零零三年六月期間，中國及其他國家爆發具高度傳染性的非典型肺炎，即現稱的嚴重急性呼吸道綜合症或SARS。於二零零三年五月及六月期間，中國政府暫停中國境內多項業務，以防止SARS病毒傳播。一旦H1N1、禽流感、SARS或其他不利公眾健康的事態發展於中國延續並再次爆發，均可能要求暫時關閉本公司的發展及生產設備。上述行動可能嚴重擾亂本公司的業務營運，並對本公司經營業績造成重大不利影響。

董 事

董事

姓名	地址	國籍
----	----	----

執行董事

張瑞霖先生	中國 北京 朝陽區 朝陽北路 四季星河路 星河灣朗花園N2-3-2902	中國
-------	---	----

趙江巍先生	中國 北京 朝陽區 望京利澤西街 東湖灣區11棟 2單元2102室	中國
-------	--	----

Forrest L. Dietrich先生	中國 北京 朝陽區 慧忠路 匯欣公寓404室 郵編100101	美國
-----------------------	--	----

麥雅倫先生	香港 半山羅便臣道95號 殷樺花園第一期 11樓F室	中國
-------	-------------------------------------	----

非執行董事

王斌先生	香港 元朗 牛潭尾路23號 葡萄園 洛菲大道 29	中國
------	--	----

Stephen Law先生 (王斌先生的替任董事)	香港 大坑徑25號 龍華花園 1座6樓C室	英國
------------------------------	--------------------------------	----

董 事

獨立非執行董事

梅建平先生	10 Landing Lane Princeton JCT NJ 08550 USA	美國
Jeffrey W. Miller先生	4455 Camp Bowie Blvd. Suite 114-PMB 2 Fort Worth TX 76107 USA	美國
才汝成先生	中國 山東省 東營市 東營區淄博路 翠苑新區50號A5室 郵編257000	中國

公司資料

註冊地址	Maples Corporate Services Limited P.O. Box 309 Ugland House Grand Cayman KY1-1104 Cayman Islands
總部	中國 北京 朝陽區 慧忠路5號 遠大中心 C座406室 郵編100101
香港主要營業地點	香港 皇后大道東1號 太古廣場 三期28樓
公司網址	http://www.mienergy.com.cn/ ⁽¹⁾
聯席公司秘書	麥雅倫先生(特許會計師) 朱敏怡女士(ACS、ACIS)
授權代表	麥雅倫先生 香港 半山羅便臣道95號 殷樺花園第一期 11樓F室 Forrest Dietrich先生 中國 北京 朝陽區 慧忠路 匯欣公寓404室 郵編100101
審核委員會成員	Jeffrey Miller先生(主席) 梅建平先生 才汝成先生
薪酬委員會成員	梅建平先生(主席) Jeffrey Miller先生 才汝成先生
提名委員會成員	梅建平先生(主席) Jeffrey Miller先生 才汝成先生

附註：

(1) 本公司網站所載資料並不構成本文件的一部分。

公司資料

合規顧問

國泰君安融資有限公司
香港
皇后大道中181號
新紀元廣場低座27樓

開曼群島主要股份過戶登記處

Maples Finance Limited
P.O. Box 1093, Queengate House
Grand Cayman
KY1-1102
Cayman Islands

香港股份登記處

卓佳證券登記有限公司
香港
灣仔
皇后大道東28號
金鐘匯中心26樓

主要往來銀行

中信銀行國際有限公司
香港
金鐘道89號
力寶中心一座9樓

中信銀行股份有限公司廣州分行
中國
廣州
天河路北233號
中信廣場48樓
郵編510613

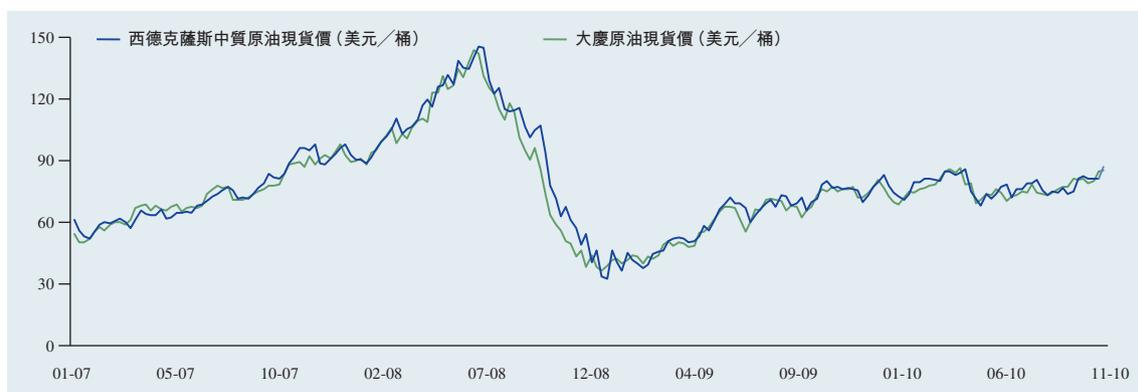
行業概覽

本節所載資料乃源自多份政府刊物及非官方刊物。

本公司相信，有關資料乃取自恰當來源，本公司於摘錄及轉載此等資料時已採取合理審慎的措施。本公司並無理由相信該等資料為虛假或有誤導成分，亦並無理由相信當中遺漏任何事實，致使該等資料為虛假或有誤導成分。資料尚未由本公司獨立核實，且無就其準確性或完整性作出任何聲明。

概覽

能源需求增長及油價飆升，推動全球油氣行業的發展。根據《BP Statistical Review (二零一零年六月)》，原油仍為全球能源需求的核心資源，二零零九年石油消耗佔全球燃油消耗總量的34.8%。一九九九年至二零零九年，全球石油消耗穩步錄得突破性增長，複合年增長率為1.1%。近年來，因應全球經濟狀況變化油價反覆波動，而在宏觀經濟狀況改善下，西德克薩斯中質原油現貨價由二零零八年十二月的每桶31.41美元低位恢復至二零一零年六月三十日的每桶75.28美元。而其歷史高位則是於二零零八年七月三日達到的每桶145.29美元。下圖列示二零零七年一月一日至二零一零年十一月十二日西德克薩斯中質原油現貨價及大慶原油現貨價變動。展望未來，油氣行業預期將不斷發展，以滿足日益增長的石油需求。



資料來源：彭博

尤其是，全球石油需求增長前景日益依賴中國的經濟發展。過去三十年中國經濟飛速發展，對石油的需求極大增加。根據經濟學人信息部（「經濟學人信息部」），一九九九年至二零零九年，中國國內生產總值的複合年增長率為9.9%，其工業生產的複合年增長率為13.8%。同期石油消耗的複合年增長率則為6.8%。隨著中國經濟強勁增長，預期石油消耗將持續增加，據國際能源機構（「國際能源機構」）估計，於二零零九年至二零一五年期間，中國石油消耗的複合年增長率將達3.2%，而同期全球則僅為0.8%。

於二零零九年，中國每日消耗石油約8,600,000桶，位居美國之後，為世界第二大石油消耗國。然而，中國的人均石油消耗仍大大落後於經合組織國家，表明中國的石油消耗增長空間巨大。下表載列中國及甄選經合組織國家於二零零九年的能源消耗數據概況。

行業概覽

	主要能源消耗 (百萬噸當量)	原油消耗 (每日千桶)	人均原油消耗 (千人每日桶數)
加拿大	319	2,195	65.9
美國	2,182	18,686	61.5
澳洲	119	941	43.9
日本	464	4,396	34.4
英國	199	1,611	26.2
中國	2,177	8,625	6.5

資料來源：《BP Statistical Review (二零一零年六月)》

由於消耗的增長速度超過產量的增長，中國國內的石油產量日益供不應求。一九九九年至二零零九年，中國國內的石油產量按複合年增長率1.7%增長，而同期石油消耗的複合年增長率則為6.8%。根據美國能源情報署（「美國能源情報署」），由於國內石油供應不能滿足強勁的需求，中國自一九九三年起成為石油淨進口國，一九九九年至二零零九年石油進口以複合年增長率14.4%快速增長。於二零零九年，中國的石油淨進口為每日4,000,000桶，佔每日石油消耗總量的46.3%。根據《金融時報》，於二零零九年十二月中國首次超過美國，成為沙特阿拉伯的最大石油進口國，每日進口石油逾1,000,000桶。進口將變得日益重要，以滿足未來中國國內的石油需求。根據《石油與天然氣雜誌》，截至二零三零年，進口石油可能佔中國預計石油需求約70%。

因此，中國政府積極推動及鼓勵中國的陸上及海洋石油生產業務。於二零零九年，中國國內的原油總產量為每日3,800,000桶，為世界第五大石油生產國。在政府採取措施刺激國內石油生產下，預期大型國有石油公司（「國有石油公司」），以及在中國經營的獨立石油公司（包括外國合同者）將得到快速發展。中國三大國有石油公司中石油、中石化及中海油的資本支出大幅增加，表明中國油氣行業的投資規模及增長水平。下表載列所示期間該等三大國有石油公司於油氣勘探及生產方面的資本支出。

	二零零四年	二零零五年	二零零六年	二零零七年	二零零八年	二零零九年	複合年 增長率 (二零零四年 至二零零九年)
	(人民幣百萬元)						
中石油	70,217	92,233	115,024	146,855	168,569	138,396	14.5%
中石化	21,234	23,095	35,198	54,498	57,646	51,550	19.4%
中海油	13,958	17,898	24,998	31,003	35,858	42,714	25.1%

資料來源：中石油、中石化及中海油年度報告（表格20-F）（2004-2009）

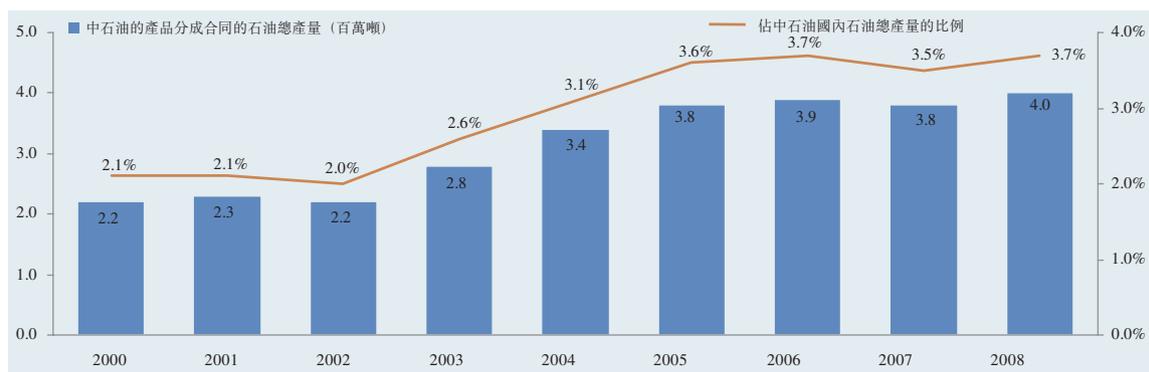
行業概覽

中國油氣行業概覽

行業結構

三大國有石油公司在中國油氣行業佔首要地位。根據探明儲量及淨產量，中石油是三者之中最大的石油公司。根據三大公司各自的年度報告，截至二零零九年十二月三十一日，中石油在中國的探明原油儲量為112.63億桶，而中石化為28.20億桶及中海油為16.68億桶。除三大國有石油公司外，中國還存在其他國有油氣公司，如陝西延長石油（集團）有限責任公司。

獨立石油公司投資中國油氣行業的力度愈益加大，在業內，主要國有石油公司（即中石油、中石化及中海油）與海外獨立油氣公司透過訂立產品分成合同，在上游行業共同開發若干油田。僅中石油及中石化與海外獨立油氣公司就中國陸上油田訂立產品分成合同。過往，與海外油氣公司在海上油田行業的上游合作頗為普遍，其特點是大型海外油氣公司如Husky及Anadarko，與中海油合夥開採石油。近來，中國陸上石油行業的上游合作亦日趨活躍。然而，上游合作的特點一般是小型海外油氣公司參與，並限定在特定的經營區域，藉此可引進該等海外公司的先進生產技術及專業知識，如低滲透率油田（其歸類為更複雜的低採油率及低油藏壓力的邊際油田）的經營及開發。為優化生產並自低滲透率油田獲取商業回報，需要透過有效利用先進技術，如注水及多層壓裂，以雄厚的國際化技術實力在低滲透率條件下鑽井及操作油井。外商如能高效應用先進技術及縮減經營成本，且與中石油及中石化擁有穩固的業務關係，便佔據優勢地位以把握外資加強參與開發中國陸上油田的趨勢。下圖說明與中石油的產品分成合同的石油產量增長，其佔中石油整體國內石油總產量的比例上升。



資料來源：《中國石油天然氣集團公司年鑒(2001-2009)》

國有石油公司仍主要專注於大型成熟油田，如中石油的大慶油田及中石化的勝利油田，以及在陸上及海洋主要石油發現的生產優化。本公司相信，仍有許多規模較小但屬重要的油田有待準備充份的獨立石油公司與國有石油公司合作開發。獨立石油公司如MIE，其特點一般是擁有精簡的管理架構及在特定現場條件下的操作專業知識，通常最具油田經營能力並自該等小型油田獲取商業回報。因此，眾多在中國經營陸上油田的獨立石油公司，包括MIE、洛克石油（ROC Oil）及中亞石油，根據與中石油訂立的产品分成合同，佔二零零八年中石油的國內石油總產量約51%。其他

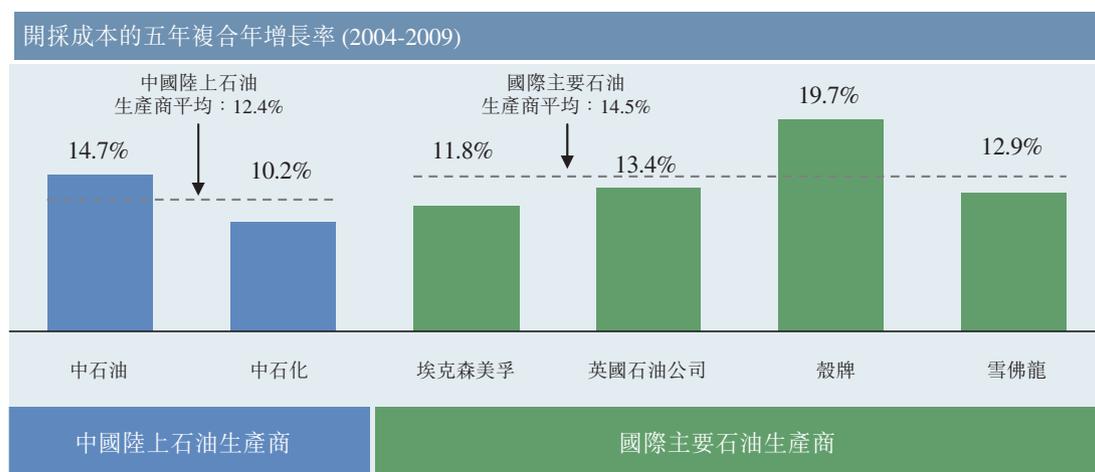
行業概覽

12家小型石油公司，包括Bright Oceans及艾芬豪能源 (Ivanhoe Energy)，佔該石油總產量餘下部分。如《中石化二零零九年年鑒》，中石化於二零零八年年底擁有兩份產品分成合同。下表載列按總產量劃分的大型獨立石油公司概况，按《中國石油天然氣集團公司二零零九年年鑒》所列，該等公司根據與中石油的產品分成合同在中國經營陸上油田：

公司	產品分成合同區	油田群	於二零零八年的石油總產量 (千噸)
洛克石油 (ROC Oil)	肇東	大港	1,040
MIE	大安	吉林	595
	莫里青	吉林	114
	廟3	吉林	12
	MIE總量	吉林	721
中亞石油.	洲13	大慶	307
	肇413	大慶	4
	中亞石油總量	大慶	311

資料來源：《中國石油天然氣集團公司二零零九年年鑒》

中國陸上油氣行業的一個重要特徵是油田服務提供商隨處可見及具備控制成本的相關能力，因而使中國的陸上油田經營成為獨立石油公司具商業吸引力的選擇。在此角度看，在中國經營陸上油田較經營海上油田更有利可圖及具國際性。二零零四年至二零零九年，中石油及中石化（中國兩大陸上石油上游生產商）開採成本的平均五年複合年增長率為12.4%。相比之下，世界四大石油公司，包括埃克森美孚、英國石油公司、殼牌及雪佛龍，同期的平均開採成本則增長14.5%。下表列示中石油、中石化及全球四大石油公司的開採成本增長。



資料來源：中石油、中石化、埃克森美孚、英國石油公司、殼牌及雪佛龍年度報告(2004-2009)

行業概覽

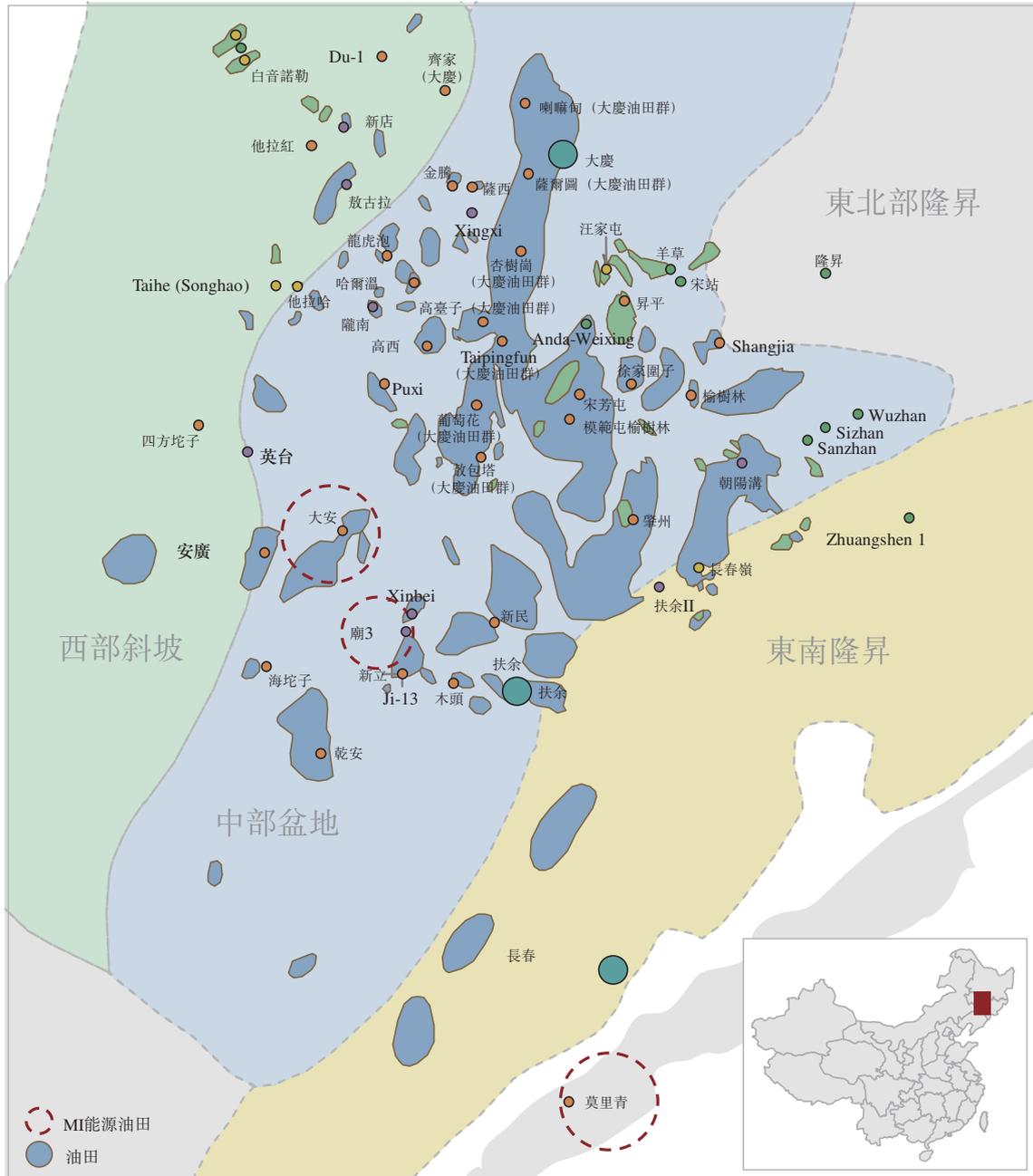
本公司認為，鑒於低滲透率油田的石油儲量佔中國整個石油儲量的31%，而美國為8%及世界平均水平為20%，中國若干油田作業者憑藉開發低滲透率及低壓力油田的經驗及專業知識，作足準備以進一步發展。根據《鄂爾多斯盆地特低滲透油田開發》刊物，估計低滲透率油田的儲量增加量佔中國儲量總增加量的比例，將由二零零零年前約27%增加到二零零一年至二零零五年間約70%。主要低滲透率油田，如大慶、吉林、長慶及新疆油田，分佈於中國的不同地區。

擴展國際合作

國有石油公司及中國其他獨立上遊石油生產商正加大力度，在海外拓展投資及收購機會。中國政府鼓勵石油公司進行境外投資以獲取戰略資源，尤其是在中國日益依賴石油進口的情況下。根據 Dealogic，於二零零五年一月一日至二零一零年六月三十日期間，中國油氣公司共宣佈進行56項跨國收購及投資，交易總額達460億美元。中國境外油氣投資的目標地區，從中亞及東南亞到北美洲、拉丁美洲及非洲，分佈廣泛。在中國經營的石油公司不斷以各種形式參與海外投資機會，包括收購資產的控制權、組建合資企業、合作經營，甚或收購少數非經營性權益。

行業概覽

松遼盆地概況



資料來源：美國地理測繪局

行業概覽

松遼盆地橫跨東北的黑龍江、遼寧及吉林三省，佔地面積為64,200,000英畝（260,000平方公里），是中國最重要的產油區之一，在中國陸上原油儲量及產量中佔有重要份額。於二零零七年，松遼盆地的陸上原油總產量為47,600,000噸，僅次於渤海灣盆地。

位於松遼盆地的油田主要是大慶及吉林油田群。自二十世紀五十年代發現油田以來，大慶油田群的生產水平及儲量一直大幅增長，成為中國最多產的陸上產油區，自一九七六年起連續27年年產石油逾50,000,000噸。下表載列中石油在位於松遼盆地的大慶及吉林油田群的過往石油產量及儲量增加量，表明該等油田具有多產及長壽性。

	大慶油田群 的產量	大慶油田群 的儲量增加量	吉林油田群 的產量	吉林油田群 的儲量增加量
		(百萬噸)		
二零零零年.....	53.0	65.6	3.8	33.5
二零零一年.....	51.5	66.1	4.0	61.7
二零零二年.....	50.1	52.8	4.4	50.2
二零零三年.....	48.4	67.3	4.8	43.0
二零零四年.....	46.4	104.1	5.1	51.2
二零零五年.....	45.0	逾100.0	5.5	51.3
二零零六年.....	43.4	逾100.0	5.9	54.9
二零零七年.....	41.7	逾100.0	6.2	55.5
二零零八年.....	40.2	逾100.0	6.6	54.0

資料來源：《中國石油天然氣集團公司年鑒(2001-2009)》

由於松遼盆地的生產及開發歷史悠久，石油相關服務及基礎設施方便易得。許多油田服務公司均為中石油的附屬公司，提供的服務包括油氣勘探及開發、工程施工服務、設施製造、化工工程、經營維持及現場服務等。

行業概覽

松遼盆地亦建有大量可用輸油管道、煉油廠及其他存儲基礎設施，有利促進該地區的油田開發。中石油計劃於未來五年內擴展其國內油氣輸送管網，投資總額為人民幣1,000億元，並計劃於二零一零年前將大慶油田群的原油存儲能力擴充至9,400,000桶。該地區龐大的管網、存儲設施及大型煉油廠，為松遼盆地所產出的原油提供重要的銷售點及價格基準。下圖列示接駁中國各地（包括松遼盆地）主要煉油廠的油氣基礎設施網絡。



資料來源：中石油二零零九年中期業績報告；中石油天然氣集團及中石化公司網站

松遼盆地的許多油田油藏壓力及滲透率低，以及相對較低的生產水平及採收率。例如，吉林油田群約73%的石油儲量歸類為低滲透率油田。因此，石油公司注重應用最佳可行技術及當地知識，以優化生產及獲取商業回報，從而為該地區的油田開發提供堅實的技術應用及國際化專業知識基礎。根據中石油提供的松遼盆地報告，若干先進技術早已在松遼盆地應用，包括地震成像、電纜測井、先進的鑽井及增產技術。該等技術有助於改善深切成像、火山岩油藏預測及實現經濟高效鑽井。

預期松遼盆地的產油活動仍將相當活躍。於二零零八年十一月，中石油宣佈在大慶油田群實施重大工作計劃，據此，預期截至二零二零年的生產水平將保持在每年40,000,000桶以上。中石油相信其能透過利用先進技術延長油田的壽命，在大慶油田群再開採70億桶石油。而利用傳統技術僅能鑽探到該地區20%的含油層。各類先進的採油方法正在大慶油田群進行實驗及實施，包括注水、三元複合驅及聚合物驅。於二零零八年十一月，中石油概總聚合物驅的使用，及油藏工程、開採流程及地面工程的其他技術在大慶油田群的使用以提高採收率。此再次顯示當地具備雄厚技術實力，及可應用行業最佳慣例以優化松遼盆地的陸上油田開發。

行業概覽

財政制度及監管架構

概述

中國政府已頒佈法例及實行政策，鼓勵外國資本持續投資國內油氣行業。《中華人民共和國對外合作開採陸上石油資源條例》（「石油條例」）是監管在中國經營陸上油田的海外石油公司勘探及開發活動的主要法規。

產品分成合同的背景

在擁有大型或潛在大型油氣儲層的國家，資源及其開採越來越成為該國經濟重要的基石。然而，尋找具商業開採價值的油氣涉及不確定因素，及進行勘探及生產需要大量資本，因而導致重大業務風險。從投資於礦產行業到實現獲利或需要很長時間，因此投資是一個長期的過程。政府可能覺得難以籌措風險資本，也可能不願承擔業務風險，並且可能缺乏進行資源勘探及開發所需的專業知識。因此，許多發展中國家的石油財政制度選擇訂立產品分成合同，作為勘探及生產油氣資源的合同範本。為規避上述不確定因素及不對稱信息，委托人（即國有石油公司）需擬訂激勵性合同，鼓勵代理人（即外國石油公司）以委托人最大利益行事。根據產品分成合同，國家須向海外石油公司提供具足夠吸引力的條款以訂立生產合同。同時，條款須令國家可從合資企業中獲取最大的經濟回報。

產品分成合同為最常見的石油勘探及開發合同安排。根據產品分成合同，國家作為礦產資源的擁有人，可委托外國石油公司為合同者，提供勘探及開發經營的技術及財務服務。國家通常由政府或其任何一家機構（如國有石油公司）擔任代表。海外石油公司有權分佔規定份額的石油產量，作為其承擔風險及提供服務的回報。國家仍然是未產出礦產的擁有人，但礦產產出後由國家及合同者共同擁有。

政府或其國有石油公司通常可選擇參與勘探及開發流程的不同方面。此外，產品分成合同常常規定建立聯合委員會，代表合同雙方並監督經營。

產品分成合同亦解決有關石油儲量所有權的重要問題，因而使其成為大多數發展中國家的政策可接受的合同形式。

產品分成合同對海外公司具吸引力，原因是他們在石油產出後可擁有石油儲量。理據是該公司有權長期生產石油，在許多情況下，直至油田的開採壽命完結為止。於此期間，其可藉由長期分佔所產出石油儲量的權利登記為儲量的所有人。

產品分成合同不分配市場收益，但會在允許一部分產量為生產前開採及生產成本而由海外石油公司保留後，分配實際石油產量，此意味著成本僅可於石油產出後收回。

行業概覽

中國的產品分成合同

許多海外公司擁有根據產品分成合同投資中國油氣行業的成功經驗。自二十世紀九十年代以來，中國政府不斷鼓勵外資投資油氣行業，尤其是重點投資松遼盆地及中石油尚未發現具商業開發可行性的其他地區的低滲透率油田。根據中國商務部於二零零七年頒發的《外商投資產業指導目錄》(其將產業劃分為禁止、限制、允許及鼓勵類)，低滲透率油田開發被分類為歡迎外商投資的鼓勵類產業。外商向中國的油氣行業引入低滲透率油田作業的新技術及專業知識。他們還有助於行業標準在效率提升及管理精簡方面得到提高，以及提供人員培訓及工作團隊建設。

於二零零零年至二零零八年間，根據《中石油天然氣集團年鑒》，中石油天然氣集團與外國合同者共訂立15份新產品分成合同。截至二零零八年底，中石油天然氣集團共訂有23份產品分成合同。本公司認為，根據產品分成合同安排進行獨立石油開發生產經營對中國陸上油氣行業愈發重要。

作為此行業發展的一部分，獨立油氣公司根據陸上產品分成合同亦進行更頻密的併購活動。例如，曾與中石油天然氣集團訂立產品分成合同以開發塔里木盆地喀什北區塊的中國年代能源，於二零零九年一月被中國能源開發(一家香港上市公司)收購。本公司認為，市場併購活動增加的趨勢將繼續促進在中國經營陸上油田的獨立石油公司發展。

在中國，產品分成合同一般透過雙邊協商而非競標方式訂立。中國陸上產品分成合同的結構基礎是礦區使用費制度，而此本公司認為可提供較許多其他國家更具吸引力的商業條款。在中國，礦區使用費按每年總產量計算，並須以實物向中國稅務機構分期支付。

此外，中國陸上產品分成合同由於受《石油條例》管轄，並通常由商務部及其他中央管理機構直接批准，故該等合同仍可得到強有力的執行。

於一九九五年，《中外合作開採陸上石油開採礦區使用費付款暫行條例》作出修訂，以提高每年最低產量，據此石油企業豁免礦區使用費的產量由50,000噸提高至500,000噸或1,000,000噸，作為外商合作開採石油的額外獎勵。

自二零零六年以來，中國的新能源法進入起草階段，並計劃於二零一零年底頒佈。新能源法將會明確陳述「能源領域實行多元化投資產權制度」的觀點，能源行業將會對來自非國有企業的外國資本和投資更加開放。本公司認為，該法例將使獨立石油生產商更多參與中國的上遊油氣行業，而MIE將自該政策中受惠。

法 規

本節載列影響本公司在中國業務及本公司經營所在行業的最重要的法律和法規概要，本節所載資料不應詮釋為適用於本公司的法律和法規的全面摘要。

中外合作開採陸上石油資源的監管框架

《中華人民共和國憲法》和《礦產資源法》規定中華人民共和國境內的所有礦產和石油資源屬於國家所有。因此，中國的石油和天然氣行業受到廣泛的政府監管。一九九三年，國務院頒佈《中華人民共和國對外合作開採陸上石油資源條例》（於二零零一年及二零零七年經修訂），或稱《石油條例》，以監管外國實體在中國進行陸上原油及天然氣勘探及生產。

根據《石油條例》，外國公司僅可在經國務院批准的地區進行陸上石油及天然氣勘探、開發和生產。外國企業須與中石油天然氣集團或中石化訂立中外合作項目，方可在國務院批准的地區進行陸上石油資源開採。中石油天然氣集團及中石化擁有獨家權利，可與外國企業談判、簽署和執行產品分成合同。產品分成合同給予外國企業獨家權利，在中石油天然氣集團或中石化監督下，在經國務院批准的界定合作區塊開採石油。該等合同亦監管合作開採的勘探、開發和生產過程。所有產品分成合同均須經商務部批准。

《石油條例》連同經全國人民代表大會於二零零八年批准的國務院機關改革計劃規定，由發改委管理設立的能源局負責基於國務院批准的區域劃分和分配中外合作項目的合作區塊，確定合作形式，組織相關計劃和政策的制定，審查和批准由外國合同者提交的油（氣）田的總體開發方案。

外國合同者的投資保護

《石油條例》保護外國合同者的合作開採活動、投資、利潤和合法利益，以促進開發陸上石油資源的中外合作項目。根據中國法律，國家不能剝奪外國合同者的合法投資和收入，惟公共政策要求時則除外，在此等特殊情況下，國家可以在給予充分賠償並遵循法定程序下，徵用外國合同者自合作開採中應收的部分或全部石油。

產品分成合同

外國企業須與中石油天然氣集團或中石化合作，方可在中國開採陸上石油和天然氣資源。外國企業通常透過投標程序或與中石油天然氣集團或中石化進行雙邊談判以訂立此等合作關係。外國實體與其合作的中國石油公司須在產品分成合同內列明彼等合作的條款及合作項目。根據產品分成合同，中石油天然氣集團或中石化代表國家授予外國企業獨家權利，在中石油天然氣集團或中石化監督下，在經國務院批准地區的界定合作區塊內開採石油。發改委或國務院指定的部門，或會定期調整之前確定的合作區塊，惟須受產品分成合同的條件限定。所有產品分成合同須經商務部批准。外國合同者與其合作的中國石油公司亦可就在經批准合作區塊開採陸上石油資源訂立其他合作合同。此等合同須向商務部備案。

法 規

根據現行中國法律，中石油天然氣集團附屬公司中石油並無權力直接與外國油氣公司談判及簽訂產品分成合同。然而，中石油天然氣集團可根據產品分成合同轉讓其商業及經營權利和義務予中石油，惟須經商務部批准。

油田開發計劃及作業者關係

根據《石油條例》，作業者負責制訂根據產品分成合同獲分配的油氣田總體開發方案。總體開發方案應討論建議開發的經濟、環保、地質、地球物理、法律和技術方面。所有總體開發方案均須經發改委或能源局批准。

除非中國法律或產品分成合同另有規定，外國合同者全權對執行總體開發方案負責，直至合作的中國石油公司接管經營。外國合同者必須為勘察合作區塊提供全部投資，並全權負責勘察作業及所有相關的風險。倘外國合同者發現油（氣）田具商業開採價值，合作的中國石油公司屆時將與外國合同者共同投資油氣田的合作開發。誠如產品分成合同所規定，外國合同者全權負責合作區塊的開發和生產經營，直至合作的中國石油公司接管該油（氣）田的經營（按產品分成合同所協定）。產品分成合同通常規定，一旦外國合同者已完全回收其開發費用，合作的中國石油公司或會取代外國合同者成為合作項目的作業者。外國合同者的投資應以美元或其他可自由兌換的貨幣為單位。

石油產品銷售及外國合同者回報

根據產品分成合同，外國合同者可收回其在合作區塊的費用及投資，並有權獲得石油合作生產的回報。外國合同者可根據中國法律及產品分成合同，將其回收的投資、利潤和其他合法收入寄往國外。外國合同者亦可根據中國法律將其應收石油或任何所購買的石油運往國外。倘外國合同者欲於中國境內出售其應收石油，通常會售予中石油天然氣集團或中石化，或以外國合同者和中石油天然氣集團或中石化雙方協定的方式出售，惟該等銷售須符合中國有關石油產品銷售的國家法律。

數據及資產的所有權

根據《石油條例》及產品分成合同的條款，外國合同者須及時準確地向合作的中國石油公司報告彼等石油合作經營的狀況。外國合同者須取得並向合作的中國石油公司提交彼等自石油經營所獲得的數據、記錄、樣品、證據和其他類似原始材料。外國合同者須同時向合作的中國石油公司提交技術、經濟、行政、財務及會計報告。所有數據、證據、報告及其他資料的所有權屬於合作的中國石油公司。任何使用、轉讓、贈與、交換、出售、公佈或傳輸此等由外國合同者所提交的數據、記錄、樣品、證據、報告或其他原始材料須按照中國法律進行。

一旦外國合同者根據產品分成合同的條款已完全獲得回報或於合作開採油（氣）田的合同屆滿後，所有根據產品分成合同的履行由外國合同者所購買和建造的資產（自第三方租用的設備除

法 規

外)，應歸屬於合作的中國石油公司。於合同期間，外國合同者使用資產乃受產品分成合同的條款規管。

有關實施產品分成合同的外匯問題

對於資本賬項目，如直接權益投資、貸款及返程投資，均須事先獲得外匯管理局或其地方相關分局的批准，將人民幣兌換成外幣如美元及將外幣匯出中國。目前，中國法律和法規並無明確規定取得外匯管理局批准的條件。一般而言，外匯管理局及其地方分局在簽發批准方面擁有很大決定權。於二零零六年八月十日，外匯管理局就議題為有關中國石油天然集團對外合作開採陸上石油資源的結售匯發出第222號回覆，以就取得外匯管理局批准提供進一步的指導。第222號回覆規定外國合同者可向外匯管理局或地方分局申請批准外匯結算計劃，惟須提供所需有效文件；在收到外匯管理局批准後，外國合同者可向認可金融機構申請外匯結算。

土地整治

《礦產資源法》及其補充規定監管中國境內礦產資源的勘探及開採。此等法律亦監管關閉礦藏以促進土地回收及環境保護的流程。為關閉礦藏，礦藏作業者必須制定並提交地質報告，並於擬關閉日期前一年向有關政府機關提交申請。在收到關閉報告批准後，礦藏作業者須採取土地整治措施以促進礦區的水土保持、土地回收及環境保護或支付土地整治的全部成本。礦區整治完成後，礦藏作業者可在提呈完成土地整治證據後，向原發證機構申請撤銷其採礦許可證。根據產品分成合同的條款，合作區塊作業者應依照《礦產資源法》及有關地方性規則及法規，於石油生產完成後對所開發土地進行平整、復原或復墾。

勘探許可證及生產許可證

《礦產資源法》授權國土資源部對中國境內的礦產資源勘探和生產行使管理權，包括簽發勘探和生產許可證。勘探和生產許可證的申請人須經國務院批准，方可成為在中國從事油氣勘探和生產業務的公司。

為取得勘探特定地塊的許可證，勘探許可證的申請人須在國土資源部登記其擬勘探的區塊。勘探許可證的持有人須每年在其登記的勘探區塊逐步增加最低勘探投資額。一個勘探區塊在第一年所需的最低投資額為每平方公里人民幣2,000元，第二年為每平方公里人民幣5,000元，隨後年度則為每平方公里人民幣10,000元。此外，每個許可證持有人須在勘探前三年內每年支付勘探許可費每平方公里人民幣100元，其後每年提高至每平方公里增加人民幣100元，直至最高為每平方公里人民幣500元。石油和天然氣勘探許可證的最長期限為七年，但許可證持有人可於上期屆滿後續期兩次，每次為期兩年。於勘探階段，申請人可同時申請滾動勘探和生產許可證，以允許持有人測試和開發尚未完全探明的儲量。

法 規

一旦勘探許可證持有人在其地塊已發現並確認儲量，持有人須及時向有關當局提交儲量報告供審批及申請生產許可證。國土資源部根據其獲批准的儲量報告授予申請人生產許可證，該儲量報告呈列儲量的經濟評價、市場條件及土地開發計劃。生產許可證持有人須每年支付生產權使用費每平方公里人民幣1,000元。由國務院發佈的行政法規規定生產許可證的最高期限為30年。經國務院特別批准後，國土資源部可以頒發期限與儲量報告預計的探明儲量的生產期限相似的生產許可證。一般而言，完備的生產許可證的持有人還須取得使用工業用地的土地使用證，以使用該地塊開發及生產礦產資源。

外國公司的分支機構監管

根據《中華人民共和國公司法》，外國公司欲在中國建立在華分支機構，須向中國有關機構提交成立在華分支機構的申請並提供所需文件，如公司章程及該外國公司成立所在司法權區頒發的公司註冊證書。申請獲批准後，外國公司須在國家工商行政管理總局的適用分局辦理登記手續並取得營業執照。外國公司將全面負責其在華分支機構在中國的業務運作，因為中國法律並不承認外國公司的在華分支機構為獨立法律實體。

勞動法及社會保險

中國的勞動法律及法規主要包括《中華人民共和國勞動法》、《中華人民共和國勞動合同法》、《中華人民共和國勞動合同法實施條例》、《工傷保險條例》、《社會保險登記管理暫行辦法》及《社會保險費徵繳暫行條例》。

根據《中華人民共和國勞動法》及《中華人民共和國勞動合同法》，僱主必須與其僱員訂立勞動合同以確立僱用關係。僱主給予其僱員的工資金額，不得低於地方最低工資標準。僱主須建立嚴格遵守國家規則與標準的勞工安全及衛生制度，並為僱員提供相關工作場所安全培訓。若違反《中華人民共和國勞動合同法》及《中華人民共和國勞動法》，可能被處罰款及其他行政責任。情況嚴重者可被追究刑事責任。

在中國的外國企業有權通過勞務派遣企業僱用員工，如外服公司。外服公司獲授權與當地僱員訂立就業合同及向外國企業派遣員工。根據中國法律及彼等訂立的派遣協議，勞務派遣企業和外國企業對僱員負有若干責任。

根據《工傷保險條例》、《企業職工生育保險試行辦法》、《社會保險費徵繳暫行條例》及《社會保險登記管理暫行辦法》的規定，僱主有責任為中國僱員提供福利計劃，包括養老保險、失業保險、生育保險、工傷保險及醫療保險。

生產安全

《中華人民共和國安全生產法》及相關規定對採礦經營規定嚴格的安全生產要求，包括：(i)採礦實體應當建立安全生產管理機構或有專職人員負責安全生產管理；(ii)負責安全生產的人員須通

法 規

過安全生產考核；(iii)按有關規定，須對礦山建設項目作出安全評估；(iv)礦藏建設項目的安全設施設計須經相關部門按有關規定審批；(v)安全設施須按照經批准的安全設施設計建設，及採礦實體須對該等建築的質量負責；(vi)根據有關法律及行政法規，礦藏建設項目完成後，惟在其投入生產或使用前，項目所建的安全設施須經審批，及(vii)採礦實體應當建立應急救援機構。倘生產或業務經營規模小，可另指定兼職的應急救援人員，以取代建立應急救援機構。採礦實體應當配備定期保養及維修的救援及應急設備。

根據《中華人民共和國安全生產許可證條例》及非煤礦開採企業實施細則，採礦企業應為其經營取得安全生產許可證。根據《高危行業企業安全生產費用財務管理暫行辦法》，從事高風險行業的企業須撥出資金作為安全費用。對於生產石油的礦產企業，每月必須撥出相等於生產每噸原油人民幣17元的安全費用。倘上年末安全費用餘額佔上年銷售收入金額的5%（中小型企業）或2%（大型企業）或以上，經當地縣級以上安全生產監督管理部門商財政部門同意，企業本年度可以緩提或少提安全費用。比國家要求更嚴格的有關安全費用的地方性法規亦可能適用。據適用於吉林省的地方規定，非煤礦企業撥出的安全費用不得少於年銷售收入的2%。

環境保護

中國政府已制定全面的環境保護法律法規，影響油氣行業經營。對於排放控制、向地面及地下水排放污染物以及固體廢物的產生、處理、儲存、運輸、處置及排放均有適用的國家及地方標準。

根據《中華人民共和國環境保護法》、《中華人民共和國環境影響評價法》及《建設竣工項目環境保護驗收管理辦法》，任何公司在建設新生產設施或對現有生產設施進行主要擴建或翻新之前，必須向相關環保局登記或提交環境影響報告並獲得批准。任何新建、擴建或翻新的設施均須經相關環保局判定已經適當地安裝必要的環保設備滿足環保要求，才開始運作。任何欲排放污染物的公司，無論污染物是以排放物、水或實物形式出現，均須提交一份列明污染物數量、類型、位置及處理方法的污染物排放聲明書。相關環保局在審核污染物排放聲明書後，依照法律決定可允許的排放量，並就該排放數量發出排放污染物許可證惟公司須付排污費。倘任何公司的排污量超過排放污染物許可證規定的數量，相關環保局可以對該違法公司收取相當於可允許排放量應支付排污費數倍的罰款、勒令其停業以採取補救措施。

土地使用監管

中國所有土地均為國家所有或農民集體所有，視土地位置而定。城市或城鎮市區的所有土地均為國家所有，而城市或城鎮的所有郊區以及所有農村土地，除非法律另有規定，均為農民集體所有。

法 規

於一九八八年四月，全國人民代表大會修訂《中國憲法》(「《憲法》」)，允許轉讓土地使用權以換取價值。於一九九八年十二月，《土地管理法》作出修訂，准許轉讓土地使用權以換取價值。根據於二零零四年修訂的《土地管理法》，建設單位可透過出讓或其他方式有償取得國有土地使用權。但是，以下土地可通過縣級及以上人民政府批准後經政府劃撥取得：(i)用於政府機關和軍事用途的土地；(ii)城市基礎設施建設及公益事業用地；(iii)能源、交通、水利及國家支持的其他基礎設施項目的建設用地；及(iv)法律和行政法規規定的其他土地。

根據《中華人民共和國城鎮國有土地使用權出讓和轉讓暫行條例》(「《城鎮土地條例》」)，除法律另有規定外，中華人民共和國境內外企業均可取得土地使用權。於出讓期屆滿前，中國政府不得收回依法取得的土地使用權。除非中國政府在出讓期內，因公眾利益而須收回土地，而中國政府必須作出相應的補償。土地使用者在出讓期餘下時間可以合法轉讓、抵押或租賃土地使用權予第三方。根據《城鎮土地條例》，視乎土地使用的類型，土地使用權出讓的最長時期各異：住宅用途為70年，商業、旅遊、娛樂用途為40年，工業、公用、綜合或其他用途為50年。

全國人民代表大會於二零零七年三月十六日頒佈並於二零零七年十月一日生效的《中華人民共和國物權法》，規定建設土地使用權可以出讓或劃撥方式設立。土地具工業、商業、旅遊、娛樂及商品房等營運用途，該土地須採取公開招標、拍賣或掛牌出售方式出讓。根據《有關用於石油天然氣行業鑽井及輔助設施建設用地的答覆》，石油企業可以在縣一級土地管理部門申請土地使用權。根據《中華人民共和國土地管理法》第47條及57條，申請土地使用權的石油企業可根據土地的所有權與適當土地管理部門或者農村集體組織或者村民委員會訂立合同，並支付使用土地的土地補償費。

外匯監管

中國管理外匯的主要法規為《外匯管理條例》(於二零零八年八月五日頒佈)及《結匯、售匯及付匯管理辦法》。根據上述法規，對於經常賬戶項目，如貿易及服務相關的外匯交易，中國國內的實體或個人可以保留其外匯收入或售予經營結匯、售匯業務的金融機構；此外，彼等亦可使用其自有外匯或自經授權金融機構購買的外匯進行外匯支付。對於資本賬戶項目，如直接權益投資、貸款及返程投資，則必須事先獲得外匯管理局或其相應地方分局批准，以將人民幣兌換成外幣如美元及將外幣匯出中國。

中國人民銀行公佈人民幣兌換其他主要貨幣的匯率。中國人民銀行匯率乃參照前一天人民幣的銀行間外匯市場交易價對比其他主要貨幣交易價後釐定。進行外匯交易時，經授權金融機構可根據由中國人民銀行公佈的匯率及遵照若干限定，自由釐定適用的匯率。

法 規

國家外匯管理局關於境內居民通過境外特殊目的公司融資及返程投資外匯管理有關問題的通知

境內居民計劃設立或控制境外特殊目的公司的，必須向當地的外匯部門進行外匯登記。境內居民將其擁有的境內企業的資產或股份注入境外特殊目的公司，或在向特殊目的公司注入資產或股份後進行境外融資，必須就更改有關境外特殊目的公司的記錄向當地外匯部門辦理外匯登記。身為境外特殊目的公司股東的境內居民，應於任何主要資本變更事項（如增資或減資、股份轉讓或置換、合併或分拆、長期股權或債權投資或不涉及返程投資的對外擔保）發生之日起30日內，就更改有關記錄向當地外匯部門辦理登記。

石油行業稅費

礦區使用費

根據《中外合作開採陸上石油資源繳納礦區使用費暫行規定》，從事陸上石油資源開採的中外企業須支付礦區使用費，礦區使用費的計算及收取乃根據每個油田每個年度的原油或天然氣總產量及礦區使用費率計徵。中國稅務機關管理及徵收礦區使用費。中國石油開發公司作為代理支付礦區使用費。礦區使用費的代扣代理和付款代理必須按照稅務機關確定的期限繳納礦區使用費。逾期繳納的，稅務機關從逾期之日起，按日加收未繳礦區使用費的1:1000的滯納金。

油田作業者也必須當在每一季度末後十日內向稅務機關報送油田的產量，以及稅務機關所需要的其他有關資料。倘油田作業者未能按期向稅務機關報送油田的產量和稅務機關所需其他有關資料，稅務機關可酌情處以人民幣5,000元以下的罰款。此外，倘任何油田作業者報送虛假產量，有關稅務機關可處以實際應繳礦區使用費五倍以下的罰款。

特別收益金

根據《國務院關於開徵石油特別收益金的決定》及《石油特別收益金徵收管理辦法》，凡在中華人民共和國所擁有地域獨立開採並銷售原油的企業，以及在中華人民共和國所擁有地域以合資、合作等方式開採並銷售原油的企業，均應繳納石油特別收益金。此等石油特別收益金屬中央財政非稅收入，納入中央財政預算管理。

財政部負責石油特別收益金的管理及徵收工作。中石油、中石化、中海油須向財政部繳納石油特別收益金；地方石油企業須向財政部駐所在地的財政監察專員辦事處繳納石油特別收益金。中外合作企業就其合作應繳納的石油特別收益金須由任何合資合作的中方企業代扣代繳。

石油特別收益金徵收比率乃按任何石油開發公司以價格高於40美元／桶銷售國內原油所取得的收入按比例支付。石油特別收益金乃根據原油的價格超額累進從價定率（介乎20%至40%之間的五級）計算及徵收。

法 規

石油特別收益金計算按石油公司銷售原油的每月加權平均價格計算。

倘石油公司未能按時繳納石油特別收益金，稅務機關將從過期之第一日起按日加收石油特別收益金萬分之五的逾期罰款。稅務機關不得擅自減征或免征石油公司應繳納的石油特別收益金。

《財政部關於徵收石油特別收益金有關問題的補充通知》進一步規定，開採陸上石油的中外合作項目的合作各方須繳納石油特別收益金。各方繳納的石油特別收益金須以各方按期確定的分成價格為依據計算及徵收。

增值稅

根據《中華人民共和國增值稅暫行條例》，在中國境內銷售貨物或進口貨物及提供加工、修理及修配服務應繳納增值稅。此外，根據《國務院關於外商投資企業和外國企業適用增值稅、消費稅、營業稅等稅收暫行條例有關問題的通知》及《國家稅務總局關於中外合作開採石油資源交納增值稅有關問題的通知》，增值稅須按中外合作油及氣田開採的所有原油和天然氣實物總量乘以徵收率5.0%計徵。

《關於外國投資者併購境內企業的規定》

據本公司中國法律顧問北京市中倫律師事務所告知，《外國投資者併購境內企業的規定》第2條規定適用以下情況：

- (a) 外國投資者購買境內公司股東的股權或參與境內公司增資，使該境內公司變更及設立為外商投資企業；或
- (b) 外國投資者設立外商投資企業，並通過該企業的協議購買境內企業資產且運營該資產，或外國投資者協議購買境內企業資產，並以該資產投資設立外商投資企業且運營該資產。

由於本公司並無與任何境內公司併購或向境內企業購買任何資產以設立外商投資企業，且本公司僅於中國設立分支機構，北京市中倫律師事務所確認，該法規不適用於本公司。

根據外匯管理局75號文登記修訂

根據外匯管理局75號文規定，趙先生、張先生及尚先生已就成立FEEL及MIE於外匯管理局吉林省分局完成相關登記。然而，外匯管理局吉林省分局認為MIE的境外重組不在外匯管理局75號文規定範疇之內，故已回絕彼等關於TPG於MIE的投資及成立本公司的登記修訂申請。

法 規

據本公司中國法律顧問北京市中倫律師事務所告知，外匯管理局75號文並無具體說明並未在中國建立實體的境外公司的中國居民股東是否須根據外匯管理局75號文登記。為消除任何不確定性，本集團已於二零零八年申請並有效完成在外匯管理局吉林省分局的登記。誠如上文所述，本集團已申請修訂登記，以反映離岸重組。然而，基於本集團內並無任何境內實體，外匯管理局吉林省分局回絕接受修訂；因此，外匯管理局吉林省分局未能完成修訂登記的必要表格，及因此未能處理修訂申請。因此，本公司中國法律顧問認為，鑒於本集團已作出努力修訂申請，及未能修訂申請並非由本集團導致，本公司將不會因未能根據外匯管理局75號文作出修訂申請而受到任何懲罰或罰款。根據本公司中國法律顧問建議，本公司董事認為，本公司將不應因未能根據外匯管理局75號文作出修訂申請而受到任何懲罰或罰款。

此外，據本公司中國法律顧問告知，未能根據外匯管理局75號文作出此等修訂，外匯管理局可限制中國實體向中國境外匯出利潤、股息、清算所得款、股權轉讓收益及資本削減後資本盈餘。然而，由於本公司有權自中國境外獲得石油銷售收入，故此，該等限制對本公司並無影響。此外，本公司中國法律顧問認為，鑒於外匯管理局吉林省分局乃處理修訂申請的主管機關，其基於本集團內並無任何境內實體的技術原因拒絕修訂申請的審查，本集團受中國政府處罰的風險較小。根據本公司中國法律顧問建議，本公司董事認為，本集團受中國政府處罰的風險較小。

歷史及企業架構

歷史

於一九九七年十二月十六日，獨立第三方澳大利亞環球石油與中石油天然氣集團就大安及廟3油田訂立初始產品分成合同。澳大利亞環球石油為於巴哈馬註冊成立的投資控股公司，由多個澳大利亞股東擁有（其中若干股東擁有石油行業經驗），其唯一石油／燃氣資產乃其於三項產品分成合同的權益。於一九九八年九月二十五日，澳大利亞環球石油與中石油天然氣集團就莫里青油田訂立初始產品分成合同。根據中石油天然氣集團與其附屬公司中石油於一九九九年十二月二十三日訂立的一項轉讓協議，中石油天然氣集團將其於上述三項產品分成合同項下大部分的商業與經營權利及義務轉讓予中石油。根據上述產品分成合同，澳大利亞環球石油成為三個油田的外國合同者及經營方。根據上述轉讓協議，中石油天然氣集團於此三項產品分成合同項下就下列各項保留特定權利：(i)對產品分成合同的重要條款作出的任何修訂在獲商務部批准的情況下須呈報中石油天然氣集團，並由中石油天然氣集團轉交原審批機構；(ii)由中石油天然氣集團向相關政府部門呈交批准油田總體開發方案的申請；(iii)須由中石油天然氣集團處理關於產品分成合同下三個油田的任何跨境問題的協調；(iv)於油田作業期間所獲任何信息的所有權歸中石油天然氣集團所有，其亦釐定該等信息的保密期限；及(v)撤回合同區の確認。

於二零零零年九月二十五日，澳大利亞環球石油與Microbes Inc.（微生物）（獨立第三方及一家按特拉華州法例成立的公司）訂立多項轉讓協議，據此，澳大利亞環球石油向Microbes Inc.（微生物）轉讓其就三個油田於該等產品分成合同項下的90%權益。同日，澳大利亞環球石油與Microbes Inc.（微生物）訂立一項營運協議，以轉讓澳大利亞環球石油於三個油田的作業權予Microbes Inc.（微生物）。根據營運協議，澳大利亞環球石油及Microbes Inc.（微生物）各自的權利與義務主要涵蓋於產品分成合同項下就三個油田的營運資金出資額、項目管理及項目融資。因此，根據該等產品分成合同，Microbes Inc.（微生物）成為三個油田的獨家作業者及兩家外國合同者之一。Microbes Inc.（微生物）有權向聯合管理委員會委任代表以代表外國合同者，即澳大利亞環球石油及Microbes Inc.（微生物）。根據轉讓協議，澳大利亞環球石油繼續持有產品分成合同項下外國合同者於三個油田各個石油產品中所擁有權益及義務的10%。

根據轉讓協議及營運協議，於二零零零年十月二十五日，中石油天然氣集團與澳大利亞環球石油及Microbes Inc.（微生物）訂立協議修訂各份產品分成合同以反映將經營權轉讓予Microbes Inc.（微生物）。根據該等修訂協議，各方同意，Microbes Inc.（微生物）將以三個油田各自的作業者身份行事，因此，對三個油田各自而言，澳大利亞環球石油即為其被動合同者。轉讓在經對外貿易經濟合作部批准後於二零零零年十一月生效。

於二零零一年五月二十六日，Microbes Inc.（微生物）將其於三項產品分成合同各項的全部權利及義務轉讓予其當時的全資附屬公司MIE，MIE與澳大利亞環球石油則成為三項產品分成合同的外國合同者。根據一項日期為二零零三年八月十一日的買賣協議，Microbes Inc.（微生物）以初步對價2,134,600美元將其於MIE的全部100%股權轉讓予FEEL，對價乃經各方參考當時市況及油價後公平協商釐定。FEEL為一家於香港註冊成立的公司，由張先生（本公司執行董事、董事長兼首席執行官）、趙先生（本公司執行董事、副董事長兼高級副總裁）及尚先生共同成立。張先生、趙先生及尚先生起初知曉Microbes Inc.（微生物）是因為一家他們共同擁有的公司被聘為總承包商向Microbes Inc.（微生物）提供鑽井、測井及壓裂等服務。該公司經已清盤。買賣協議下的對價由FEEL透過貸款提供，而該貸款由張先生的一位朋友提供，其後於二零零三年清償貸

歷史及企業架構

款。此外，作為對價的一部分，Microbes Inc. (微生物) 有權享有相等於大安油田淨石油收益約12%金額的持續付款，以及享有相等於莫里青油田及廟3油田淨石油收益的5%至15%的金額。淨石油收益指「MIE自每個油田各自獲取的每月石油收益，經扣減中石油所佔份額、稅項(包括增值稅)、每月攤銷費用、生產成本及澳大利亞環球石油所佔的份額」。由於交易是在Microbes Inc. (微生物) 與FEEL之間進行，故並無對本公司的財務報表產生任何會計影響。根據計入當時的油價及市況後進行的公平磋商，於二零零八年五月十九日，Microbes Inc. (微生物) 同意接受FEEL一次性付款20,000,000美元，以結清及悉數了結任何未償還的持續付款以及所有未結清債務(包括日後持續付款)。該筆款項已於二零零八年八月一日全數支付。

於二零零五年六月三十日及二零零五年九月二十二日，FEEL及MIE與Full Fame Enterprise Limited (獨立第三方及一家投資控股公司，為於英屬處女群島註冊成立的有限公司，並為吉林銀行遼源分行(前稱遼源市城市信用社股份有限公司)的間接全資附屬公司)分別訂立合作協議及股份購買協議。根據合作協議，Full Fame Enterprise Limited須協助MIE取得融資以供MIE開發及建設大安油田，如向融資機構介紹及推廣MIE，並協助MIE準備與貸款相關的各類文件及其他材料。FEEL則須在取得由Full Fame Enterprise Limited安排融資機構為MIE提供的融資後，將其於MIE的17%權益轉讓予Full Fame Enterprise Limited。此外，MIE須及時予以協助FEEL向Full Fame Enterprise Limited轉讓股份及提供有關融資機構要求提供的相關財務及其他資料。因此，在自吉林銀行遼源分行取得人民幣3億元的貸款融資後，FEEL將其於MIE擁有的8,500股普通股(佔MIE的17%權益)轉換為具優先權的普通股，並向Full Fame Enterprise Limited轉讓具優先權的普通股。人民幣3億元貸款乃經參考本公司的年度工作計劃及計入申請貸款當時的油價及市況後釐定。佔MIE的17%權益乃根據貸款融資金額釐定並須作為貸款的抵押。自吉林銀行遼源分行取得的該筆貸款融資人民幣3億元已悉數提取，並於二零零七年十二月悉數償還。在悉數還款後，FEEL、MIE及Full Fame Enterprise Limited於二零零八年六月十九日訂立終止協議，以終止彼等各自於合作協議及股份購買協議項下的權利及義務。因此，於二零零八年六月十九日，FEEL以對價1,000,000美元自Full Fame Enterprise Limited購買MIE8,500股具優先權的普通股(即其當時於MIE的全部權益)，對價乃經各方公平協商後釐定，Full Fame Enterprise Limited自此不再為MIE的股東。

經本公司的中國法律顧問北京市中倫律師事務所告知，在中國國內進行的所有上述有關轉讓、分配、修改、豁免及終止均已遵守中國所有相關規則及法規。

本公司於二零零八年三月二十日在開曼群島註冊成立為一家投資控股有限公司。本公司的初步法定股本為50,000美元，分為50,000股每股面值1.00美元的股份，其中一股股份被配發及發行予唯一股東Mapcal Limited。於二零零八年四月一日，該股由Mapcal Limited持有的股份被轉讓予FEEL，故FEEL持有本公司一股普通股，即本公司當時的全部已發行股本。

歷史及企業架構

於二零零九年一月五日，FEEL作為本公司唯一股東批准(a)將每股面值1美元的當時現有已發行及未發行股份拆細為100股每股面值0.01美元的股份；及(b)將本公司的法定股本由50,000美元（分為5,000,000股每股面值0.01美元的普通股）增加至100,000美元（分為10,000,000股每股面值0.01美元的普通股）。於股份拆細生效後，由FEEL所持有的每股面值1美元的普通股拆細為100股每股面值0.01美元的普通股。

於二零零九年一月十二日，作為MIE當時的現有銀行融資安排的一部分，FEEL完成一次重組，本公司成為MIE的控股公司（「重組」）。根據重組，本公司向FEEL發行及銷售9,999,900股每股面值0.01美元的普通股，以交換MIE的50,000股普通股（佔交換時FEEL所持MIE的全部權益）。於交換完成後，FEEL持有本公司10,000,000股每股面值0.01美元的普通股，佔本公司當時已發行股本的100%，而MIE成為本公司的全資附屬公司，趙先生及張先生則透過彼等於FEEL的控制權繼續為本公司的最終控股股東。

根據一項日期為二零零八年六月六日的融資協議，FEEL自Standard Bank獲得13,000,000美元的貸款融資，其中5,000,000美元已用作向MIE提供貸款。於二零零九年一月十二日，根據一項由FEEL、Standard Bank、張先生、趙先生與尚先生訂立的股份購買協議，FEEL透過向Standard Bank轉讓1,970,490股本公司普通股償還由Standard Bank提供的5,000,000美元貸款及其應計利息，並向Standard Bank發行一項購股權，供其按任何日後投資者同一估值價購買8,000,000美元的普通股或優先股。根據股份購買協議，倘日後按高於若干協定估值的標準向新投資者發行優先股，Standard Bank有權將普通股轉換為優先股。

於二零零九年六月十九日，本公司與MIE、FEEL及TPG訂立一項TPG系列A股份購買協議，據此，TPG以對價53,000,000美元認購21,457,490股系列A優先股。對價已於二零零九年七月九日支付予本公司並已不可撤銷地結算。TPG為一家全球領先的私人投資公司，除於本公司擁有股權外，其為一名獨立第三方。針對TPG系列A股份購買協議，本公司股東於二零零九年七月九日批准將法定股本由100,000美元增加至180,000美元，分為(1) 15,000,000股每股面值0.01美元的普通股及(2) 3,000,000股每股面值0.01美元的系列A優先股。儘管本公司並無根據外匯管理局75號文就TPG投資於MIE及成立本公司完成變更登記，原因為外匯管理局吉林省分局拒絕本公司變更登記的申請，理據為MIE境外重組超出外匯管理局75號文範圍外，然而，本公司的中國法律顧問北京市中倫律師事務所已告知，本集團遭有關中國政府質疑不合規的風險極低。有關詳情，請參閱本文件「法規－根據外匯管理局75號文登記修訂」一段。

此外，於二零零九年十月二十六日，本公司與FEEL、FEEL股東、MIE及Sino Link（中信集團的間接附屬公司）訂立一項Sino Link系列A股份購買協議，據此，FEEL同意以對價9,000,000美元將3,643,730股系列A優先股轉讓予Sino Link。對價已於二零零九年十月二十九日支付予FEEL並已不可撤銷地結算。除Sino Link於本公司擁有股權外，Sino Link及中信集團均為獨立第三方。Sino Link（中信集團的附屬公司）於二零零九年十月的投資與麥雅倫先生（於二零零九年七月獲本公司委任為本公司執行董事、首席財務官、聯席公司秘書兼高級副總裁）曾擔任中信21世紀有限公司（股份代號：241）之首席財務官一職概無關連。中信集團為一家大型跨國企業，其核心業務在於金融業、工業及服務業。本公司亦分別與（其中包括）TPG及Sino Link訂立一項股東協議及一項經修訂及重列的股東協議。有關TPG及Sino Link於本公司投資的詳情載於下文「一系列A優先股」一段。

歷史及企業架構

於二零零九年十月三十日，FEEL與Standard Bank、FEEL的股東、MIE及本公司訂立一項股份購買協議，以從Standard Bank購買1,970,490股本公司普通股，佔本公司當時已發行股本約1.62%。同日，FEEL亦與Standard Bank、MIE及本公司訂立一項購股權終止協議，以終止Standard Bank所持有可向FEEL額外購買8,000,000美元普通股或優先股的購股權。相關詳情載於下文「一系列A優先股」一段。

於二零零九年十二月十五日，TPG向其聯屬公司TPG LLC轉讓1,287,550股系列A優先股，相關詳情載於下文「一系列A優先股」一段。

於二零一零年二月五日，FEEL與Harmony Energy (Ever Union Capital Limited的直接附屬公司)、FEEL的股東、MIE及本公司訂立一項Harmony系列B股份購買協議，據此，FEEL於二零一零年三月十日同意以對價90,000,000美元向Harmony Energy轉讓36,425,120股系列B優先股。對價已於二零一零年三月支付予FEEL並已不可撤銷地結算。除Harmony Energy於本公司擁有股權外，Harmony Energy及Ever Union Capital Limited均為獨立第三方。Ever Union Capital Limited於二零零七年四月十九日在英屬處女群島註冊成立，為一家投資控股公司，其主要業務為投資於主要從事電訊、能源、商業及金融行業的公司。就此，本公司與TPG、TPG LLC、Harmony Energy、FEEL、Sino Link及MIE訂立一項二次修訂及重列股東協議。針對上述轉讓，本公司股東於二零一零年三月十日批准將本公司法定股本由180,000美元進一步增加至230,000美元，分為(1) 15,000,000股每股面值0.01美元的普通股；(2) 3,000,000股每股面值0.01美元的系列A優先股；及(3) 5,000,000股每股面值0.01美元的系列B優先股。有關Harmony Energy於本公司投資的詳情載於下文「一系列B優先股」一段。

除本公司引入的財務資源外，本公司相信TPG、Sino Link及Harmony Energy投資於本公司將改善股東組合及增強公司的公信力。該等投資者亦可通過建議新措施（如視作必要）加強本公司企業管治。

於二零一零年四月十六日，本公司股東批准將本公司普通股、系列A優先股及系列B優先股一拆十，股份拆細隨即生效。同時，股份面值由每股0.01美元改為每股0.001美元。因此，本公司法定股本230,000美元分為：(1)150,000,000股每股面值0.001美元的普通股；(2)30,000,000股每股面值0.001美元的系列A優先股；及(3)50,000,000股每股面值0.001美元的系列B優先股。

於二零一零年四月，本公司於證交會公開備案，將相當於本公司普通股的美國存託股份於紐約證交所掛牌上市。本公司於二零一零年五月六日及二零一零年五月三日分別獲得證交會及紐約證交所的批准。然而，美國股市於二零一零年五月初經歷的極端動盪對投資者情緒產生極大影響，而建議的美國上市隨後被取消。

於二零一零年八月六日，MIE New Ventures在開曼群島註冊成立為一家投資控股有限公司。MIE New Ventures現時並無開展任何業務，而有意用作本集團日後的任何可能投資機會。MIE New Ventures的法定股本為50,000美元，分為50,000,000股每股面值0.01美元的股份，其中一股被配發及發行予其唯一股東Mapcal Limited。同日，Mapcal Limited將其股份轉讓予本公司，自此，MIE New Ventures成為本公司的全資附屬公司。於二零一零年八月十一日，MIE New Ventures向本公司進一步配發及發行9,999股普通股。

歷史及企業架構

系列A優先股

TPG系列A股份購買協議

於二零零九年六月十九日，TPG與本公司訂立TPG系列A股份購買協議，以53,000,000美元的對價（乃經公平協商後計及認購當時的油價及市況釐定）認購21,457,490股系列A優先股。交易的所得款項已由本公司用作進一步開發本集團油田。系列A優先股可根據持有人意願於隨時轉換成本公司普通股，並將於下列情況下自動轉換成本公司普通股：(i)緊接合資格首次公開發售完成前；(ii)本公司取得其當時已發行系列A優先股至少百分之八十五(85%)的持有人同意時；或(iii)TPG就系列A優先股融資完成後48個月。每股系列A優先股將初步轉換成一股普通股，轉換系列A優先股時，概不發行任何零碎普通股。本公司已於二零零九年七月九日向TPG發行系列A優先股。

根據TPG系列A股份購買協議，於：(i)二零一一年七月十日及(ii)發生提前認沽期權觸發事件之日兩者間的較早者至(i)二零一四年七月十日或(ii)本公司合資格首次公開發售兩者間的較早者期間，TPG可要求FEEL購買部分或全部TPG當時持有的系列A優先股。TPG僅可行使認沽期權一次，於合資格首次公開發售完成時，認沽期權將自動失效。

每股認沽股份的認沽價等於以下之較高者：(i)認沽股份的公允價值或(ii)股份購買協議項下每股股份的購買價格另加每年15%（自TPG投資完成日期直至認沽期權行使通知發出日期按年複合，扣除任何與認沽股份有關的分派與FEEL所支付的與認沽股份有關的任何彌償付款的合計金額）。

TPG系列A股份購買協議項下的提前認沽期權觸發事件指下列任何事件或情況：

- (a) 張先生、趙先生及尚先生未能於TPG規定的股權擁有權屆滿日期前維持於FEEL股權百分比超過50%。於完成至TPG規定的股權擁有權屆滿日期止期間，張先生、趙先生及尚先生所持股份將不能附帶任何產權負擔（根據Standard Bank貸款融資或任何其他用以續新、取代或償還Standard Bank貸款融資項下任何未償還款項的貸款融資（包括中信銀行融資）者除外）；
- (b) FEEL及其聯屬公司未能於TPG規定的股權擁有權屆滿日期前維持於本公司股權百分比超過50%。於完成至TPG規定的股權擁有權屆滿日期止期間，FEEL所持股份將不能附帶任何產權負擔（根據TPG系列A股份購買協議的股份押記或Standard Bank貸款融資或任何其他用以續新、取代或償還Standard Bank貸款融資項下任何未償還款項的貸款融資（包括中信銀行融資）者除外）；
- (c) 本公司未能於TPG規定的股權擁有權屆滿日期前合法及實益擁有MIE全部已發行及發行在外股份；
- (d) 張先生在TPG仍為本公司股東的期間內不再為本公司執行董事兼董事長；或
- (e) FEEL、MIE或本公司任何一方展開破產程序或任何類似訴訟。

歷史及企業架構

TPG規定的股權擁有權屆滿日期指下列各項的較早日期：(a)在本公司股份進行合資格首次公開發售後TPG適用的禁售期屆滿日期；(b)TPG於本公司的股權跌至少於本公司已發行股本的5%當日；及(c)二零一四年七月十日。

合資格首次公開發售指本公司股份根據適用的證券法規下文件或發售通函於獲認可的證券交易所（包括聯交所）進行的獲包銷公開發售，致使本公司股份可自由買賣。

認沽期權於〔●〕前不大可能由於發生任何此類提早認沽期權觸發事件獲行使。此外，認沽期權只要求在發生上述任何事件時，FEEL可購買由TPG持有的部分或全部股份。倘FEEL在TPG發出認沽行使通知日期後一年內仍無向TPG就認沽股份作出付款，TPG將獲准向任何第三方出售該等認沽股份。倘TPG認沽股份出售予第三方的所得款項淨額低於根據TPG系列A股份購買協議下FEEL應付認沽股份的總價格，由FEEL授出以TPG為受益人的股份抵押（詳情載於下文「擔保FEEL彌償保證的股份抵押」一段）應強制執行以收回該等虧損。倘仍有虧損，FEEL、MIE及本公司將共同承擔賠償TPG任何未付虧損款項，其承擔程度為彼等任何之一有可動用資金且此舉並不會導致任何不遵守Standard Bank貸款融資或任何其他用以續新、取代或償還Standard Bank貸款融資項下任何未償還款項的貸款融資。根據上述情況及鑒於TPG已向FEEL及本公司表明其無意行使認沽期權，本公司董事認為，該認沽期權不大可能對本集團營運資金的充足情況造成任何影響。

此外，根據TPG系列A股份購買協議，本公司及FEEL須就TPG於本公司的投資、就與（其中包括）訴訟、稅務、監管合規及授予本集團的貸款有關的任何索償或訴訟向TPG作彌償保證，惟就此等彌償及任何違反TPG系列A股份購買協議的一般保證條款而索賠的總金額不得超過23,850,000美元（相等於TPG系列A股份購買協議項下認購價的45%）。

TPG系列A股份購買協議的修訂

根據TPG系列A股份購買協議，倘最終〔●〕乘以TPG在〔●〕完成後持有的股份總數的結果小於以下總和(i)根據TPG系列A股份購買協議，由TPG支付的認購價（「認購價」）減任何交易費之差額，加上(ii)按此等款項自TPG系列A股份購買協議的完成日期直至〔●〕截止日期的每年複合30%（「最低回報」），本公司將賠償TPG差額，及MIE與FEEL將根據以上安排對本公司共同及個別承擔責任（「保證回報」）。

根據TPG、FEEL、MIE及本公司於二零零九年十月三十日訂立的TPG系列A股份購買協議的第二次修訂，訂約各方同意完全放棄保證回報，以換取TPG獲授投票否決權（定義見如下）。授出投票否決權以作換取為放棄保證回報，因顧慮屆時倘系列A優先股包含保證回報，則在評估包含此保證回報的工具過程中可能會有延遲。當時為避免本公司於紐約證交所的建議上市有所延遲，訂約各方同意放棄保證回報。

根據TPG、FEEL、Sino Link、MIE及本公司於二零零九年十月三十日修訂及重列的股東協議及TPG、TPG LLC及本公司於二零一零年三月十日第二次修訂及重列的股東協議，其中包括某些保

歷史及企業架構

留事宜，如本公司或MIE控制權的變動、出售本公司或MIE全部或絕大部分業務、本公司或MIE業務範圍的重大變動、本公司或MIE的清算、清盤、解散及本公司或MIE會計或稅收政策的重大變動，此等問題在能獲提議及批准前須經TPG同意（只要其有一名董事在董事會）。倘每股最終價格乘以TPG於完成〔●〕後持有的股份總數少於保證回報，則其中一件保留事項為〔●〕的投票否決權（「投票否決權」）。投票否決權及有關保留事宜的權利將於合資格首次公開發售後即告失效。

於二零一零年〔●〕，TPG、FEEL、MIE及本公司訂立TPG系列A股份購買協議的第三次修訂，詳情載於下文「擔保FEEL彌償保證的股份抵押」一段。

擔保FEEL彌償保證的股份抵押

FEEL授予TPG包含16,200,390股普通股的一級股份抵押，作為FEEL對TPG於本公司投資的彌償保證。根據TPG系列A股份購買協議的第三次修訂，股份抵押將於下列三者中較遲發生者時解除：(i)一般擔保到期日，(ii)任何TPG所提出關於一般擔保到期日可能仍未了結的索償最終於結日，及(iii)TPG系列A股份購買協議所規定支付認沽回報差價日期；儘管有上述規定，股份抵押將在〔●〕時解除。一般擔保到期日指TPG適用的合資格首次公開發售後的禁售期到期日與TPG投資完成日期後36個月兩者之較早日期。因此，股份抵押將在〔●〕後解除。

股東協議

就TPG於本公司的投資，TPG、Standard Bank、FEEL、MIE與本公司於二零零九年七月九日訂立股東協議。股東協議載有各種權利，如優先購股權、董事會提名權、資料查閱權及要求本公司董事會特別批准的有關事項。該等權利將於合資格首次公開發售時隨即失效。

附帶協議

於二零零九年十二月十五日，TPG向其一家聯屬公司TPG LLC轉讓1,287,550股系列A優先股。同日，本公司與TPG LLC、TPG、Sino Link、FEEL及MIE訂立附帶協議，據此，TPG LLC受日期為二零零九年十月三十日的經修訂及重述股東協議條款及條件所約束。

自Standard Bank購回股份

根據日期為二零零八年六月六日的授信協議，FEEL自Standard Bank獲得一筆13,000,000美元的貸款，並動用其中5,000,000美元作為MIE的貸款。於二零零九年一月十二日，根據FEEL、Standard Bank、張先生、趙先生與尚先生訂立的股份購買協議，FEEL透過向Standard Bank轉讓1,970,490股普通股償還貸款及應計利息5,100,000美元，並授予Standard Bank可購買8,000,000美元（按與任何未來投資者相同的估值）普通股或優先股的購股權。於二零零九年十月三十日，FEEL以4,867,110美元的對價（對價乃經公平基準磋商釐定）自Standard Bank購回1,970,490股本公司普通股，並終止其可額外購買FEEL所持有8,000,000美元的普通股或優先股的購股權。

歷史及企業架構

Sino Link系列A股份購買協議

於二零零九年十月二十六日，本公司與FEEL及其股東MIE及Sino Link（中信集團的間接全資附屬公司）訂立股份購買協議，據此，FEEL以對價9,000,000美元（按公平基準磋商後參考TPG就TPG系列A股份購買協議的對價所用的估值釐定）向Sino Link轉讓3,643,730股系列A優先股。交易所得款項已由FEEL用作其本身的投資。由於FEEL當時並非任何系列A優先股的持有人，故本公司按當時的價格每股2.47美元購回FEEL所持有的3,643,730股普通股，且按同等價格向FEEL發行3,643,730股系列A優先股作為交換，該等優先股隨後於二零零九年十月三十日轉讓予Sino Link。系列A優先股可由持有人選擇隨時轉換為本公司普通股，並將在下列情況下自動轉換為本公司的普通股：(i)緊接合資格首次公開發售完成以前；(ii)本公司取得其當時已發行系列A優先股至少百分之八十五(85%)的持有人的同意；或(iii) Sino Link為系列A優先股融資完成日期後48個月之後。

經修訂及重述股東協議

於二零零九年十月三十日，就Sino Link購買的系列A優先股，本公司與TPG、FEEL、Sino Link及MIE訂立經修訂及重述股東協議。經修訂及重述股東協議載有各種權利，如優先購股權、董事會提名權、資料查閱權及要求本公司董事會特別批准的有關事項。該等權利將於合資格首次公開發售時隨即失效。於二零零九年十月三十日，根據股份購買協議，FEEL授予Sino Link一項認沽期權，條款與根據日期為二零零九年六月十九日的股份購買協議由FEEL授予TPG的認沽期權相同，惟下文所述認沽期權期間除外。

根據Sino Link系列A股份購買協議，認沽期權可於(i)二零一一年十一月一日及(ii)發生提前認沽期權觸發事件日期兩者中較早之日開始，直至(i)二零一四年十一月一日及(ii)本公司合資格首次公開發售兩者中較早之日結束的期間內行使。Sino Link僅可行使認沽期權一次，於合資格首次公開發售完成時，認沽期權將自動失效。

Sino Link系列A股份購買協議項下的提前認沽期權觸發事件指下列任何事件或情況：

- (a) 張先生、趙先生及尚先生未能於Sino Link規定的股權擁有權屆滿日期前維持於FEEL股權百分比超過50%。於完成至Sino Link規定的股權擁有權屆滿日期止期間，張先生、趙先生及尚先生所持股份將不能附帶任何產權負擔（根據中信銀行融資者除外）；
- (b) FEEL及其聯屬公司未能於TPG規定的股權擁有權屆滿日期前維持於本公司股權百分比超過50%。於完成至TPG規定的股權擁有權屆滿日期止期間，FEEL所持股份將不能附帶任何產權負擔（根據TPG系列A股份購買協議的股份押記或中信銀行融資者除外）；
- (c) 本公司未能於TPG規定的股權擁有權屆滿日期前合法及實益擁有MIE全部已發行及發行在外股份；或
- (d) FEEL、MIE或本公司展開破產程序或任何類似訴訟。

Sino Link規定的股權擁有權屆滿日期指下列各項的較早日期(a)在本公司股份進行合資格首次公開發售後Sino Link適用的禁售期屆滿日期；(b) Sino Link於本公司的股權跌至至少於3%的日期；及(c)二零一四年十一月一日。

歷史及企業架構

認沽期權於〔●〕前不大可能由於發生任何此類提早認沽期權觸發事件獲行使。此外，認沽期權只規定FEEL購買由Sino Link持有的部分或全部股份。倘FEEL在Sino Link發出認沽行使通知日期後一年內仍無向Sino Link就認沽股份作出支付，Sino Link將獲准向任何第三方出售該等認沽股份。倘Sino Link認沽股份出售予第三方的所得款項淨額低於根據Sino Link系列A股份購買協議下FEEL應付認沽股份的總價格，FEEL、MIE及本公司將共同承擔賠償Sino Link任何未付虧損款項，其承擔程度為彼等任何之一有可動用資金且此舉並不會導致任何不遵守中信銀行融資。根據上述情況及鑒於Sino Link已向FEEL及本公司指明其無意行使認沽期權，本公司董事認為，該認沽期權不大可能對本集團營運資金的充足情況造成任何影響。

系列B優先股

Harmony系列B股份購買協議

於二零一零年二月五日，本公司控股股東FEEL與Ever Union Capital Limited的直接全資附屬公司Harmony Energy、FEEL的股東、MIE及本公司訂立Harmony系列B股份認購協議，據此，FEEL於二零一零年三月十日以對價90,000,000美元（經公平磋商後參考本集團的過往表現、當時市況及就先前於二零一零年第二季在紐約證交所建議上市進行的估值釐定）向Harmony Energy轉讓36,425,120股系列B優先股。由於訂立Harmony系列B股份購買協議時FEEL並非任何系列B優先股持有人，故於二零一零年三月十日，本公司以當時的價格每股4.94美元購回FEEL所持有的18,212,560股普通股，且按當時每股2.47美元的價格發行36,425,120股系列B優先股作為交換，該等優先股隨後轉讓予Harmony Energy。該項交易已於二零一零年三月十日獲本公司股東及董事會批准。交易所得款項已由FEEL用作其本身的投資。本公司並未就發行系列B優先股而獲得任何現金對價。系列B優先股持有人可選擇隨時轉換為本公司普通股，並將於下列情況下自動轉換為本公司的普通股：(i)緊接合資格首次公開發售完成前；(ii)本公司取得其當時已發行系列B優先股至少百分之八十五(85%)的持有人的同意；或(iii) Harmony Energy為系列B優先股融資完成日期後48個月之後。系列B優先股將初步按每兩股優先股轉換一股普通股的比例轉換為普通股。轉換系列B優先股時將不會發行零碎普通股。

第二份經修訂及重述股東協議

就Harmony系列B股份購買協議，本公司與TPG、TPG LLC、Harmony Energy、FEEL、Sino Link及MIE訂立第二份經修訂及重述股東協議。第二份經修訂及重述股東協議載有各種權利，如優先購股權、董事會提名權、資料查閱權及要求本公司董事會特別批准的有關事項。根據經修訂及重述股東協議及第二份經修訂及重述股東協議，倘若任何合資格首次公開發售項下將發行的每股最終價格低於每股協定價格，則需TPG（只要其有董事於董事會內）特別批准，此舉授予TPG權利在每股最終價格低於每股協定價格的情況下否決任何合資格首次公開發售。該等權利將於本公司股份合資格首次公開發售發生時隨即失效。

根據第二份經修訂及重述股東協議，全體股東同意在本公司股份合資格首次公開發售後遵守例行的市場規避或禁售期限限制（如適用法律及法規所規定）。

歷史及企業架構

擔保FEEL彌償保證的股份抵押

雖然於緊接向Harmony Energy轉讓股份之前，FEEL持有96,356,270股普通股，然而僅有13,765,180股普通股無產權負擔及可自由轉讓。因此，FEEL要求TPG解除其為受益人的、就其於本公司的投資而獲得的一級股份抵押項下20,647,770股普通股中的4,447,380股普通股。就Harmony Energy購買系列B優先股事宜，TPG從FEEL股份的現有股份抵押中解除4,447,380股普通股，而Harmony Energy提供一項以TPG為受益人的包含8,894,760股系列B優先股的一級抵押，作為FEEL根據TPG系列A股份購買協議作出的彌償保證的抵押。於Harmony系列B股份購買協議當中，FEEL同意就Harmony Energy可能遭受的由TPG要求執行股份抵押的任何裁定索償引致的任何損失作出彌償保證。股份抵押將於下列三者中最遲發生者時解除：(i)一般擔保到期日，(ii)所有TPG所提出於一般擔保到期日可能仍未了結的索償的最終了結日，及(iii)TPG系列A股份購買協議所規定支付認沽回報差價日期；儘管有上述規定，股份抵押將在〔●〕時解除。一般擔保到期日指TPG適用的合資格首次公開發售後的禁售期到期日與TPG投資完成日期後36個月兩者之較早日期。

諒解備忘錄

於二零一零年十一月九日，本公司與中國石化集團中原石油勘探局鑽採處（獨立第三方）簽署一項諒解備忘錄。中石化乃中國三大國家石油公司之一。根據該項諒解備忘錄，本公司同意就尋求油田開發及應用本公司油田勘探及開發的技術（包括在低滲透率狀況下鑽井及作業的先進技術）展開合作，以開發此等油田。根據董事目前的估計，倘簽署正式協議，將就與中國石化集團中原石油勘探局鑽採處的合作使用約58,000,000港元。

於二零一零年四月八日，本公司與澳大利亞環球石油簽訂一項諒解備忘錄，以示本公司有意向澳大利亞環球石油購買其於三份產品分成合同中的全部10%參與權益。對價將為緊接〔●〕前本公司的股本價值除以0.9再乘以10%。對價將以現金加股份的組合形式支付，當中比例由雙方磋商協定。將發行作為對價的股份按發售價釐定。此項交易須待雙方訂立一項正式購買協議以列明澳大利亞環球石油向本公司轉讓權益的具體條款後方為有效。根據諒解備忘錄，當正式購買協議規定的成交條件達成或於〔●〕180日後（以較後者為準），各方計劃完成交易。然而，為確保遵守上市規則第10.08條，正式購買協議將規定，股份發行於〔●〕後六個月方可進行。交易及其項下進行的任何股份發行亦須遵守上市規則第10.07(1)(b)條。正式購買協議亦將涵蓋多項慣例成交條件，其中包括獲得中石油及中石油天然氣集團的批准及同意。根據此諒解備忘錄，澳大利亞環球石油已同意不會於完成前與任何第三方買賣其於產品分成合同的權益，除非諒解備忘錄已經終止。此諒解備忘錄將由雙方以書面協議、於〔●〕後90日或訂立正式購買協議當日終止。

於二零一零年四月二日，本公司與獨立第三方松原市寧江區小油田開發公司（一家位於中國吉林省松原市的石油開發公司）簽訂一項諒解備忘錄。根據此份諒解備忘錄，本公司表示有意向松原市寧江區小油田開發公司收購其於一項與中石油訂立的產品分成合同中的全部100%參與權益（涵

歷史及企業架構

蓋吉林油田內總面積達17.7平方公里的四項石油資產)。本公司已同意根據國際儲量顧問所編製的儲量報告內所載令本公司信納的儲量，以現金按每桶12美元支付對價。根據本公司董事現時對松原市寧江區小油田開發公司的可得儲量作出的估計，倘簽署正式購買協議，收購對價將約為〔●〕港元。此項交易須待本公司進行盡職審查及雙方訂立一項正式購買協議（當中列明向本公司轉讓的參與權益的具體條款）後方為有效。該協議將涵蓋多個慣例成交條件，其中包括獲中石油或中石油天然氣集團的批准及同意。根據於二零一零年十月二日簽訂的補充諒解備忘錄，原諒解備忘錄延長六個月，並將於簽署原諒解備忘錄當日後十二個月終止。儘管如此，整個交易仍須獲得有關政府機構（包括但不限於商務部及發改委）的批准。

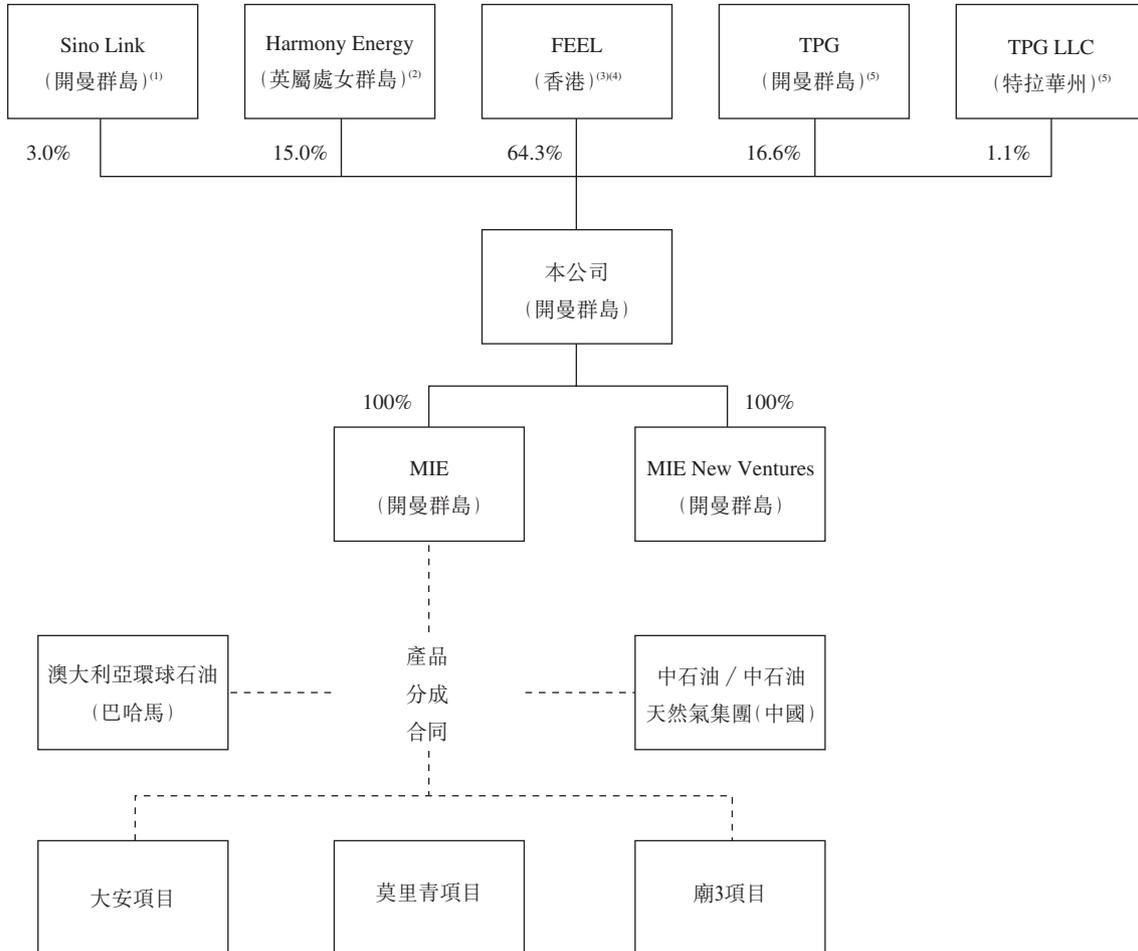
本公司正與一家國有石油及燃氣企業（獨立第三方）協商以訂立諒解備忘錄，以就開採及開發陝西省油田方面進行合作。諒解備忘錄將規定本公司須就勘探及開發該國有石油及燃氣企業所擁有的陝西省油田提供先進的技術及管理知識。根據董事目前的估計，倘簽署正式協議，將就與該國有石油及燃氣企業的合作使用約58,000,000港元。

上文所載諒解備忘錄對雙方均無法律約束力。本公司正就各項諒解備忘錄分別與澳大利亞環球石油、松原市寧江區小油田開發公司及該國有石油及燃氣企業進行初步磋商，及就與松原市寧江區小油田開發公司簽訂的諒解備忘錄進行盡職審查。於〔●〕前，本公司預期不會就任何一諒解備忘錄訂立任何正式購買協議，並不保證任何該等交易會在成功磋商後完成。根據上述諒解備忘錄，規定就合作作為對價或投資的金額乃基於董事計及當前狀況的估計，並須經（其中包括）各方以訂立正式協議及進行盡職審查。

歷史及企業架構

企業架構

下圖列示緊接〔●〕前本公司的股權及企業架構（假設將系列A優先股及系列B優先股轉換為普通股）：



- (1) Sino Link為中信集團的間接全資附屬公司及本公司系列A優先股的持有者。
- (2) Harmony Energy為Ever Union Capital Limited的直接全資附屬公司及本公司系列B優先股的唯一持有者。
- (3) FEEL由張先生、趙先生及尚先生分別擁有9.99%、90%及0.01%。張先生（本公司的執行董事、董事長兼首席執行官）及趙先生（本公司的執行董事兼高級副總裁）為FEEL的控股股東。
- (4) FEEL為本公司唯一的普通股股東。
- (5) TPG為一家全球領先的私人投資公司。TPG LLC為TPG的聯屬公司。TPG與TPG LLC均為本公司系列A優先股的持有者。

除非另有註釋，否則本文件及隨附財務報表所載的所有股份資料及每股資料已予以調整，以反映於二零一零年四月十六日的股份拆細及每股面值變動，有關詳情載於本文件「歷史及企業架構－歷史」一節。

業 務

概覽

中國石油及燃氣行業由三大國有石油企業中石油、中石化及中海油壟斷。獨立上游石油公司現時所佔市場份額雖小，但在中國石油及燃氣行業越見活躍。本公司乃中國最主要的陸上獨立上游石油公司之一（以產品分成合同項下的總產量計）。根據與中國最大的石油公司中石油簽訂的三份獨立產品分成合同，本公司在中國最富饒的產油盆地松遼盆地經營大安、莫里青及廟3油田。此外，本公司亦尋求獨自及與其他大型獨立石油公司聯手於中國開發及生產石油，以及於國際上勘探、開發及生產石油的其他機會。

截至二零一零年六月三十日，本公司的淨探明、概算及可能儲量（包括已開發及未開發儲量）估計分別約為29,400,000桶、18,300,000桶及13,500,000桶。自二零零一年本公司接手三個油田的經營以來，本公司的原油日產量大增。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年，本公司每天的原油淨產量平均分別為6,439桶、8,150桶、7,637桶及10,042桶，複合年增長率為17.5%。自FEEL於二零零三年八月收購MIE以來，本公司的原油淨產量由二零零四年的每天平均1,855桶增至二零一零年上半年的每天平均10,042桶，複合年增長率為35.9%。本公司高水準的開發及生產體現在我們龐大的鑽井機及採油井數量上。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年，本公司分別同時作業33、24、25及28座鑽井機。截至二零一零年六月三十日，本公司於其三個油田共作業1,592口採油井。

作為大安、莫里青及廟3油田的作業者，本公司於產品分成合同項下外國合同者的權利及義務中持有90%的參與權益。作為被動的外國合同者澳大利亞環球石油並未直接參與油田的作業，其持有餘下10%的參與權益。根據各項產品分成合同，本公司為該等油田的石油資源開發及生產提供資金、技術及管理經驗，所換取的為於成功開發石油儲量後，本公司根據於產品分成合同所規定的公式與中石油對原油產量分成。根據產品分成合同，於商業生產期的一定期間，分攤至外國合同者的收益及操作費可能介乎於48%至80%之間，視乎外國合同者是否已悉數回收彼等開發費用而定。有關產品分成合同項下收益及開支分配的詳情，請參閱「一 產品分成合同」。本公司三個油田所生產的全部石油均銷售予中石油。大安、莫里青及廟3油田的產品分成合同將分別於二零二四年、二零二八年及二零二八年到期。本公司已收回於大安油田的開發成本，及預計將分別於二零一三年及二零一五年收回於莫里青及廟3油田的開發成本。

本公司經營成功及專有技術有效應用，從其穩健的往績記錄及極高的成功率足以見證。從二零零一年至二零一零年六月三十日，本公司於其油田內共鑽探1,552口總開發井，其中僅七口為乾眼。截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，本公司分別作業827、1,218、1,383及1,592口總採油井。本公司相信其油田具有強勁的增長潛力，並在所經營的油田上開鑽更多油井以持續擴大經營，且本公司相信在未來幾年，此舉將大幅提高本公司的淨原油產量。截至二零一零年六月三十日，本公司已識別614、783及483處包含探明、概算及可能的未開發儲量的可能井位，可供未來鑽探，在本公司的估計淨儲量中，已包括該等井位的探明、概算及可能的未開發儲量分別為8,600,000桶、10,300,000桶及8,100,000桶。

於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年，本公司的收益合計達人民幣1,221,600,000元、人民幣1,971,700,000元、人民幣1,166,800,000元及人民幣947,400,000元。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年，本公司的EBITDA分別為人民幣797,800,000元、人民幣1,256,800,000元、人民幣687,000,000元及人民幣628,200,000元，本公司的經調整EBITDA分別為人民幣817,500,000元、人民幣1,127,900,000元、人民幣821,300,000元及

業 務

人民幣662,000,000元。截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度及二零一零年六月三十日止六個月，本公司淨溢利分別為人民幣308,900,000元、人民幣611,100,000元、人民幣110,500,000元及人民幣238,500,000元。

本公司的優勢

本公司相信以下優勢推動本公司的發展並使之領先於其競爭對手：

為中國最主要的陸上獨立上游石油公司之一，具有強勁的增長潛力

本公司為中國最主要的陸上獨立上游石油公司之一，截至二零一零年六月三十日，本公司的探明、概算及可能淨儲量估計分別約為29,400,000桶、18,300,000桶及13,500,000桶。截至二零一零年六月三十日，本公司的淨探明未開發儲量約為8,600,000桶，佔本公司淨探明儲量總額約29.3%。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年，來自本公司探明已開發儲量的淨產量分別為每天平均6,439桶、8,150桶、7,637桶及10,042桶原油。截至二零一零年六月三十日，本公司的淨探明儲量的儲量週期指數為8.1年，本公司在大安、莫里青及廟3油田的淨探明儲量的週期指數分別為8.9年、6.8年及1.4年。本公司具有龐大的淨探明未開發儲量，將令本公司於近期原油年產量迅速增加而無須進行其他勘探工作。

本公司現時計劃於二零一零年投入淨額約人民幣7.89億元（於截至二零一零年六月三十日之前已投入其中人民幣5.18億元）及於二零一一年投入人民幣13億元，以開發本公司的淨探明未開發儲量以及本公司的概算及可能儲量。在本公司計劃於二零一零年鑽探的合共200口井中，179口已於今年上半年鑽探。本公司現計劃於二零一一年鑽探合共350至400口新井。截至二零一零年六月三十日，本公司總開發面積與大安及莫里青油田的總開發面積的比率分別為48.2%及16.0%。本公司相信，本公司的油田擁有強勁的增長潛力。

本公司有潛力通過若干方式繼續增加本公司的探明儲量。首先，截至二零一零年六月三十日，本公司已確定可能有關未來鑽探的614個探明、763個概算及463個可能井位，而本公司於該等井位取得的淨未開發儲量分別為8,600,000桶、10,300,000桶及8,100,000桶。第二，本公司預期若干概算及可能儲量將因更高的注水採收率而於日後實現。截至二零一零年六月三十日，概算及可能淨開發儲量分別為8,000,000桶及5,400,000桶。第三，截至二零一零年六月三十日，餘下或有資源淨額及未發現預期資源分別為5,300,000桶及4,500,000桶（詳情載於本文件所載的合資格技術人員報告），有可能令未來儲量增加。最後，目前正受測試及評估位於大安油田的加密鑽探有可能令上述數字推至更高。

開發及營運低滲透率油田的良好往績記錄

低滲透率油田佔中國全部石油儲量約31%。例如，吉林地區的石油儲量約73%被歸類為低滲透率油田。此外，有關低滲透率油田的新增儲量已增加至二零零一年至二零零五年之間額外儲量總額約70%。本公司透過有效利用注水及其他技術以及應用本公司的技術知識在鑽探及作業油井方面開發出強勁的專門技術。本公司的營運能力強勁，本公司的低開發及採油成本、高採收率及開發油井的高成功率為最佳佐證。該等能力令本公司能夠根據產品分成合同快速回收費用並降低與本

業 務

公司油田的未來投資有關的風險。截至二零一零年六月三十日，先導試驗期及開發產生的總費用（包括相關操作費）為人民幣50.771億元，其中，本公司已回收約人民幣46.505億元。

截至二零一零年六月三十日，本公司擁有1,444名生產及技術服務人員組成的龐大團隊。本公司的資深團隊令本公司可快速執行開發計劃，包括在短時期內鑽探大量油井。本公司所作業的油田均具相當規模。從二零零一年至二零一零年六月三十日，本公司在其作業的油田鑽探1,552口採油井，其中僅有七口為乾眼。於二零一零年上半年，本公司鑽探179口開發井，於二零零七年、二零零八年及二零零九年則分別為192、389及189口開發井。

根據本公司的各份產品分成合同，本公司為獨家油田作業。此情況令本公司可高度控制本公司三個油田的費用及資本分配的金額及時間。本公司目前與中國300名賣家合作，並對中國石油行業有著多年的深入了解。此外，本公司截至日前在其油田鑽探的大量油井已為本公司提供大量鑽探及油井動態資料，本公司認為該等資料將有助準確預測未來油井動態，並將進一步減少與開發本公司油田有關的乾眼風險。

本公司在通過構建注水計劃提升油田動態及提高石油產量方面擁有悠久歷史。截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，本公司已在其三個油田分別安裝129、218、259及298個注水井。本公司認為，本公司已通過其當前注水井網有效提高產量，本公司並計劃繼續注水井並在經濟允許情況下擴大注水面積。本公司有能力通過儘量降低遞減率而令產量最大化。

本公司亦擁有良好的環境合規及勞動場所安全記錄。本公司已執行由安社國際推薦的行動計劃且並無涉及任何環境索賠或調查。除中國政府規則及法規外，本公司的安全規則及政策亦遵守ISO9000及ISO9001。然而，於二零零九年九月一日，廟3油田發生一宗重大事故，其中涉及本公司一名工人。儘管本公司一直努力提高其安全及職業保健措施，以保護其僱員及減少事故風險。然而，鑒於此行業的危險性質，本公司的預防措施未必能時刻奏效。請參閱「風險因素－與本公司及本公司業務有關的風險－本公司的業務可能受重大操作危險及自然災害影響，而本公司就其可能招致的損失投保的覆蓋面有限」。

具競爭力的成本結構及營運效率

本公司的中國業務及積極成本管理令本公司可受惠於中國的低環境及勞動成本。本公司亦採用先進的鑽探及生產技術，令本公司可以更低成本生產更多石油。本公司認為，本公司因若干因素能夠有效控制成本。從二零零一年開始到二零一零年六月三十日鑽探的所有開發井，我們取得的成功率為99.5%。從計劃階段開始，本公司的資深管理團隊及技術人員有能力根據本公司的開發費用及操作費制定出令原油產量最大化的開採及開發計劃。此外，本公司認為，作為一家私營企業，本公司在其油田的開發及作業各個階段的計劃及執行項目、管理開發規模、貫徹成本節減措施及獲得具成本效益的分包商方面擁有更大的靈活性。鑒於該等因素，本公司認為，本公司較大型國有企業能更加迅速地適應油價波動，甚至可以在低原油價格環境中與本公司的競爭對手有效競爭。

業 務

通過產品分成合同結構有效回收開發費用及操作費

本公司認為，本公司可以進一步開發本公司的現有油田及有效回收開發費用及操作費，原因如下：

- 開發本公司的現有油田並不涉及重大勘探風險，因為本公司的現有儲量基礎已發現及完全圈定。低勘探風險從二零零七年一月一日至二零一零年六月三十日本公司現有油田中成功鑽探的947口開發井中可見一斑，相當於成功率為99.8%。截至二零一零年六月三十日，按照累計淨產量除以累計淨產量加淨探明儲量之和計算，大安、莫里青及廟3油田各自的消耗率分別為29.3%、30.7%及52.6%。
- 本公司的產品分成合同結構令本公司可有效回收成本。根據產品分成合同，原油在扣除增值稅及礦區使用費後根據產量分配規定分配，剩餘可分配石油的80%分配予外國合同者，以收回操作費、先導試驗期成本及開發費用。本公司享有剩餘可分配石油淨額的72%（即外國合同者權益的90%），直至收回全部開發費用。倘某段期間生產的石油不足以回收本公司於該期間產生的全部成本，則成本將結轉至下一期間直至本公司通過日後石油產量回收有關成本。在外國合同者通過各期間產生的石油收益回收全部操作費、先導試驗期成本及開發費用（包括過往期間任何未回收的操作費、先導試驗期成本及開發費用）後，該期間可分配石油的剩餘部分將按52%及48%的比例分別分配予中石油及外國合同者，本公司可享淨額為43.2%（即外國合同者權益的90%）。因此，外國合同者的權益介乎48%至80%，本公司的淨權益介乎43.2%至72%。
- 本公司已回收其於大安油田的所有過往開發費用，但本公司並未達到大安油田最初總體開發方案及補充總體開發方案項下鑽井數的限制及批准投資的金額。由於並未達到最初總體開發方案及補充總體開發方案所載的上限，故本公司繼續根據該等發展計劃於大安油田進行額外投資。就莫里青及廟3而言，截至二零一零年六月三十日，本公司已分別回收開發費用的78.0%及42.8%。根據雷德斯考特的預測，本公司將分別於二零一三年及二零一五年前回收於莫里青及廟3的全部投資。

與中石油的長期穩固合作關係

本公司與中石油關係久遠及一直緊密合作，且目前與其擁三份產品分成合同。中石油為中國最大的石油公司，在國有石油公司中擁有最多陸上油田的產品分成合同。本公司與中石油自二零零一年起緊密合作，而雙方的合作因大安、莫里青及廟3油田進入商業生產階段而更為鞏固。本公司與中石油許多不同的實體及部門合作，令本公司與中石油多個層面的主要人員建立了密切關係。

業 務

產品分成合同規定，由八名成員組成的聯合管理委員會就各個油田執行監督職能。中石油委任四名代表進入聯合管理委員會，本公司則委任另外四名代表。此項安排令本公司可藉助中石油的本地知識、技術能力及其他優勢。本公司許多高級管理人員及員工在加入本公司之前曾在中石油工作。本公司相信，本公司與中石油的穩固關係為將為本公司的未來增長作出貢獻的重要因素之一，而本公司準備就緒就當前及未來項目與中石油進一步發展合作關係。

富有國際經驗及本地知識的強大管理團隊

本公司認為，管理團隊在中國開發及作業油田方面的豐富經驗使本公司與其他獨立石油生產商與別不同。本公司的管理團隊在中國內外建立廣泛的關係網絡。本公司的管理團隊由國內外受訓的油氣專業人士組成，當中若干人士曾於中石油、Texaco、ARCO等成立的油氣公司工作。本公司管理團隊的國際經驗及本地知識提升了本公司獲得融資、與中石油及本公司分包商有效溝通及處於業內先進技術前沿的能力。本公司董事長張先生在中國石油行業擁有逾20年經驗。本公司亦委聘國際專家及諮詢公司就重大經營及管理方面為本公司管理團隊提供意見（如美世、雷德斯考特、安社國際及中怡保險經紀分別就勞務報酬、儲量估計、環境評估及保單提供意見），以助本公司採納國際最佳慣例。憑藉本公司管理團隊的本地知識及國際經驗，有助本公司有效增長及擴張。

本公司的策略

本公司相信，本公司可以通過實施以下策略維持其競爭力及增長：

透過開發探明未開發儲量增加產量

本公司計劃增加產量以迎合中國不斷增長的石油需求。截至二零一零年六月三十日，大安及莫里青合同區內的淨探明未開發儲量總額估計分別為7,228,000桶及1,327,000桶原油。本公司正通過在其作業的油田鑽探更多油井持續擴大本公司業務，本公司相信將在未來數年大幅增加本公司的原油淨產量。截至二零一零年六月三十日，本公司29.1%的淨探明儲量被歸類為未開發，表示本公司有機會在並無發現新儲量的情況下產量大幅增長。本公司計劃透過在現有油井持續使用注水以及監控及平衡注水井以提高水波及效率的方式提高本公司的增產。截至二零一零年六月三十日，本公司已於本公司三個油田安裝合共298個注水井。為執行本公司的擴張策略，本公司現時計劃於二零一零年投入淨額約人民幣7.89億元（其中人民幣5.18億元已於截至二零一零年六月三十日之前投入）及於二零一一年投入人民幣13億元，以開發本公司的淨探明未開發儲量以及本公司的概算及可能儲量。

通過於中國爭取新產品分成合同及獲得現有產品分成合同以增加本公司的淨儲量及淨產量

本公司認為，鑒於本公司優越的技術專長、良好的經營往績記錄、與中石油的穩固關係及可獲得資金的能力，本公司在落實新產品分成合同方面非常有利。本公司擬憑藉與中石油的關係與其落實未來產品分成合同。本公司亦認為，本公司有機會與中石油以外的石油公司訂立新產品分成合同並向中國其他可能資金受限制或欠缺足夠技術能力以成功開發其合同區的獨立石油生產商，

業 務

有選擇性地購入現有產品分成合同。本公司在評估產品分成合同時檢驗如下因素：(i)開發階段；(ii)通過投資更多資金及使用新技術可獲得的額外儲量數量；(iii)風險情況；及(iv)本公司股東的預期回報。於二零一零年四月，本公司與位於吉林省松原市的油氣開發公司松原市寧江區小油田開發公司簽訂諒解備忘錄，以收購其在與中石油的產品分成合同中持有的參與權益，當中涵蓋位於吉林油田的石油所有權。本公司認為，本公司在開發及作業低滲透率油田（佔中國全部石油儲量約31%）方面的經證實往績記錄，將說明本公司在中國落實新產品分成合同或獲得現有產品分成合同。在獲得新油田後，本公司尋求通過降低經營成本及提高經營效率的方式增加油田的價值。

產品分成合同並不包含任何或會限制本公司與其他各方合作自其他國內或海外油田勘探或開採原油的不競爭條款，本公司毋須就合作取得中石油的批准。

本公司與一家國有石油及燃氣企業（獨立第三方）協商以訂立諒解備忘錄，以在陝西省合作勘探及開發低滲透率油田。倘達成上述協議，本公司擬每年投資約人民幣50,000,000元用作油田的資本支出，作為合作的一部分。

透過採用先進技術繼續提高營運效率

本公司將就特定油藏以有效方式繼續採用先進的鑽探及生產技術。本公司的技術實力令本公司可採用先進的鑽探及生產技術，並就本公司的特別需求在下列主要方面調整及改進該等技術：

- 繼續以有效率及有效益的方式開發合同區內的儲量、彙編開發資料庫及建立準確的儲量模型；
- 繼續透過開展地質研究以及鑽探模式與井密度的分析增加產量及儲量；及
- 透過多層壓裂及注水等技術令邊際油田甚至是低滲透率地區的產量最大化。

本公司中國業務作業中的技術採用令本公司擴大開採活動範圍、提高開發及生產效率及削減成本。本公司計劃繼續投資先進技術，且本公司相信，本公司工程師的技能及經驗配合本公司在先進技術上的重點應用，使本公司在大部分競爭對手中脫穎而出。

選擇性地向中國以外的新興市場擴張

本公司計劃挖掘新投資機會，以進一步擴大本公司的業務規模及資產基礎並提高利潤，尤其將重點放在東南亞及中亞的新興市場上。本公司更願意在可發揮本公司與中國國有石油公司關係的新興市場擴展業務。本公司計劃按若干標準尋求新的機會，包括本公司近期獲得新油田後期勘探或初期開發階段的作業權及具有目標規模的石油生產資產的能力，以為本公司股東帶來預期回報。除陸上油田外，本公司亦將透過收購淺水資產或與油田作業者成立聯營或合夥企業尋求機會經營

業 務

及管理位於淺水地區的油田。本公司相信能利用其在艱難條件下成功開發及經營低滲透率油田的經驗篩選具有潛力的項目並取得新項目。本公司預期以收購、聯營企業及戰略聯盟的形式來展開此等活動，以為本公司股東帶來穩定、長期及可觀的回報。

儲量披露

下表載列本公司於二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日，以及於二零一零年六月三十日的淨儲量資料。

淨儲量：	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	(千桶)			二零一零年
探明已開發儲量總額	13,437	17,525	19,195	20,853
大安油田	12,079	15,245	15,164	17,398
莫里青油田	1,187	2,162	3,773	3,177
廟3油田	171	118	258	278
探明未開發儲量總額	23,438	11,303	11,699	8,555
大安油田	19,858	8,694	9,824	7,228
莫里青油田	3,580	2,609	1,875	1,327
廟3油田	—	—	—	—
探明儲量總額	36,875	28,828	30,894	29,409
概算已開發儲量總額	4,205	6,921	7,059	8,020
概算未開發儲量總額	24,257	14,886	17,047	10,251
概算儲量總額	28,462	21,807	24,107	18,271
可能已開發儲量總額	3,167	4,693	4,784	5,415
可能未開發儲量總額	11,970	6,965	6,376	8,051
可能儲量總額	15,137	11,658	11,161	13,466

所有儲量估算均牽涉一定程度的不確定性。不確定性主要取決於估算當時可取得的可靠地質及工程資料的數量及對此等資料的解釋。不確定性的相對程度可通過將儲量分為探明或待探明兩個主要類別來表示。待探明儲量為並不如探明儲量般能確定採出的儲量，並再細分為概算及可能儲量，以表示其開採過程中逐步增加的不確定性。

探明儲量為可通過分析地質科學及工程資料，有一定把握自某一指定日期以後可經濟開採而估計得來的儲量。概算儲量為並不如探明儲量般能確定採出，但與探明儲量一樣或不能採出的額外儲量。可能儲量為並不如概算儲量般能確定採出的額外儲量，因而達到或超逾探明儲量和概算儲量和可能儲量總和的可能性為低。探明儲量、概算儲量及可能儲量乃採用決定性方法估計並作為增加數量呈列。決定性方法為估計儲量的一種普遍方法，採用儲量計算中各參數（取自地質科學、工程或經濟資料）的單值進行儲量估算。儲量的離散量乃按探明儲量、概算儲量或可能儲量各自的不確定程度另行賦值。因為不確定性有所差異，所以在計算不同種類儲量中的石油總數量時務須謹慎。此外，不同儲量種類的儲量數量並未經調整以反映與其有關而程度不同的風險，故不可相互比較。

業 務

當可取得其他地質或工程資料或經濟條件改變時，儲量估值一般將予修訂。此外，日後作業、政府機關監管的影響或地緣政治經濟風險可能導致儲量估值增加或減少。因此，儲量資料僅為估計，不得理解為準確數量。實際上，儲量不一定能採出，倘被採出，來自儲量的收入及與儲量有關的實際成本可能高出或低於估算金額。

本文所載的儲量及收入資料乃根據石油工程師協會、世界石油大會、美國石油地質學家協會、石油評估工程師協會及石油資源管理系統的釋義及披露綱要估計。

儲量估算內部管控

本公司指派儲量及長期規劃部門履行儲量登記合規職責，並須本公司北京辦事處的合資格地質師及工程師審閱本公司各油田的內部儲量估算採用的所有資料。本公司目前委任獨立石油工程諮詢公司雷德斯考特編製本公司的儲量估算以作記錄。此等儲量估算乃經區域管理層及資深工程技術人員審批，並最終由本公司高級管理層成員批准。

就儲量資料（存於雷德斯考特伺服器內的資料除外）的安全性而言，本公司北京及松原辦事處均有內部伺服器存儲本公司的會計及儲量資料，以提供資料備份並避免出現由於流量突然大幅增加或內網連接不暢導致的系統錯誤或故障。

儲量估算採用的技術

本公司結合生產及壓力動態、電纜井口測量、模擬分析研究、間接類比、地震資料及詮釋、電纜地層測試、地球物理記錄及核心資料等計算儲量估值。

獨立合資格技術人員的報告

本公司已委任總部位於美國的獨立石油工程諮詢公司雷德斯考特對本公司於二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及於二零一零年六月三十日的石油儲量進行獨立評估。雷德斯考特為一家石油業諮詢公司，其主要在美國和全球從事油氣資產評估及石油儲量獨立認證服務。本文件所載的儲備及收入乃基於石油工程師學會(SPE)、世界石油委員會(WPC)、美國石油地質師學會(AAPG)及石油評估工程師學會(SPEE)的石油資源管理系統(SPE-PRMS)所載的定義及披露指引進行估計。該公司頒發儲量認證證書，而銀行及投資者憑藉該等證書確保遵守監管指引。雷德斯考特已發佈於二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及於二零一零年六月三十日的報告。二零零七年、二零零八年及二零零九年以及二零一零年上半年的儲量報告內載有對本公司大安、莫里青及廟3油田的回顧詳情。自二零一零年六月三十日（即雷德斯考特最近期發佈合資格人員報告的有效日期）起，沒有發生任何重大變動。

業 務

交付承諾

本公司與中石油聯合釐定聯合管理委員會在年會期間採納的石油生產計劃項下將生產的原油數量，而油田須按計劃所訂數量交付原油予中石油。根據產品分成合同，訂約方可同意另行處置彼等各自所佔的已採得原油。於本文件日期，本公司已將本公司採得的石油全部交付予中石油。大安、莫里青及廟3油田的產品分成合同分別將於二零二四年、二零二八年及二零二八年屆滿。其他有關本公司該等合同的銷售及交付流程請參閱「一 銷售及市場推廣」。

油田

下表載列截至二零一零年六月三十日本公司油田狀況的簡短概要。

狀況	大安	莫里青	廟3
產品分成合同日期	一九九七年十二月十六日 (於二零零零年十月二十五日及二零零一年十二月二十日經修訂)	一九九八年九月二十五日 (於二零零零年十月二十五日及二零零一年十二月二十日經修訂)	一九九七年十二月十六日 (於二零零零年十月二十五日及二零零一年十二月二十日經修訂)
期限	30年	30年	30年
開始執行之日	一九九八年三月一日	一九九九年二月一日	一九九八年三月一日
狀況	於二零零五年一月一日 進入商業生產期	於二零零八年十二月一日 進入商業生產期	於二零零八年十月一日 進入商業生產期
到期年份	二零二四年	二零二八年	二零二八年
總面積	253.0平方公里	71.5平方公里	81.0平方公里
已開發總面積	82.3平方公里	9.9平方公里	9.3平方公里
先導試驗及開發產生的總成本 (包括有關操作費)	人民幣35.855億元	人民幣12.131億元	人民幣2.785億元
先導試驗期及開發回收的總成本(包括有關操作費)	人民幣35.855億元 (已回收100%成本)	人民幣9.458億元 (已回收78.0%成本)	人民幣1.192億元 (已回收42.8%成本)
採油井總數	1,333	132	127
消耗率	29.3%	30.7%	52.6%

(1) 按累計淨產量除以累計淨產量及淨探明儲量的總和計算。

本公司營運的兩個聯合站配備先進的過濾、分配及儲存系統。自本公司油田收集的石油乃經過過濾並透過管道或油罐卡車運至中央儲油罐，再經管道運至中石油的地方收集站。

大安

大安油田擁有本公司最大的淨探明儲量，現時為本公司最大的原油生產區域。大安油田位於吉林省大安，臨近松遼盆地中心，於二零零五年一月一日進入產品分成合同的商業生產期。其一直為本公司產量最高的油田，於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年分別約佔本公司原油總產量的82.2%、79.7%、78.6%及76.3%。

業 務

大安油田面積約為253.0平方公里。截至二零一零年六月三十日，本公司的採油井總數達1,333口。本公司就二零一零年制訂的工作預算計劃為鑽探合共144口井，而於二零一零年上半年所有該等井經已鑽探。

大安油田的石油主要產自下白堊統扶楊油層儲層（湖泊及河流源頭沉積而成的一組砂與頁岩互層）。其層序地層厚度為約100米至300米不等，儲層段（含單砂體）總厚度為1至15米以上不等。該油層呈背斜狀，向北面縱深，其南面深入海平面以下約1,600米，北面深入海平面以下約1,900米。其有效油藏的孔隙度範圍為11%至22%，均值为16%。幾乎所有的油井均須透過水力壓裂增產。於二零一零年六月三十日，採油速率約為每天16,500桶，含水率22%。

截至二零一零年六月三十日，本公司於大安油田的探明、概算及可能淨儲量估計分別達24,600,000桶、14,100,000桶及8,000,000桶，或分別為本公司探明、概算及可能淨儲量總額的83.7%、77.3%及59.4%。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年，本公司大安油田的日平均淨產量分別為5,295桶、6,492桶、6,000桶及7,665桶原油，分別約佔本公司日原油總產量的82.2%、79.7%、78.6%及76.3%。截至二零一零年六月三十日，大安油田的原油探明儲產比為8.9年。大安油田生產優質原油，其美國石油協會石油比重介乎34°至38°，且含硫量較低。於二零一零年上半年，大安油田所產原油的平均含水量為22.8%。於二零一零年上半年，本公司大安油田的平均採油成本為每桶5.01美元，而於二零零九年則為每桶6.21美元。

本公司已自二零零四年年底起在大安油田採用注水技術。本公司計劃在實際情況和經濟條件許可的情況下，將大安油田注水區域擴大至該油田的每個採油井井位。截至二零一零年六月三十日，已開發的注水區包含237口注水井及797口採油井。現時慣例為在安裝採油井的同時或之前將注水井投入使用。因此，本公司實現理想的注採比及維持油藏壓力，而並無中斷生產。審慎管理注水井，使用地面控制以便注入合適數量從而優化注水性能。根據雷德斯考特的儲量報告，截至二零一零年六月三十日，注水區探明儲量的估計技術總平均採收率介乎4.7%（一次採油）至10.6%（二次採油），平均為9.9%。截至二零一零年六月三十日，注水區概算及可能儲量的估計技術總採收率分別平均為12.9%及15.6%。

截至二零一零年六月三十日，本公司的已開發總面積合共為82.3平方公里，佔大安油田現時計劃開發合共179.4平方公里的45.9%及合同區合共253.0平方公里的32.5%。

於先導試驗期，本公司制訂總體開發方案，其中包括有關可採儲量、開發井網、總體設計、生產概況、已探明石油儲量開發的經濟分析及時間進度、根據國際石油行業慣例釐定的最高有效率的計算及生產期期限估計的詳情。大安油田的總體開發方案分別於二零零二年十二月二十日及二零零四年五月七日獲中石油及發改委批准，而大安油田的補充總體開發方案分別於二零零六年十一月二十九日及二零零七年十二月六日獲中石油及發改委批准。根據本公司與中石油天然氣集團於二零零八年九月二十五日訂立的補充協議，補充開發方案須經聯合管理委員會審議後始獲採納，

業 務

而須經提交中石油審核或備案後始獲實施。聯合管理委員會於二零零九年十一月舉行會議，批准於大安油田鑽探合共144口井的工作計劃，且二零一零年的總產量目標為4,900,000桶。

截至最後可行日期，本公司於二零一零年已在大安油田鑽探六口試驗加密井以評估加密鑽井的潛力。本公司於日後擬繼續在該油田其他部分實施此加密計劃。於二零一一年，本公司計劃在其他兩個區塊鑽探額外十二口加密井。本公司認為有可能進一步開發大安油田，估計可有400口加密井。當完成後，加密鑽井計劃將可把油藏各部分現有反九點井網的大部分轉換成採油井線性注水井網，油水井比為二比一。本公司已委聘雷德斯考特，而彼等現時正透過油藏模擬研究加密鑽井的影響。待獲提供研究結果後，本公司將更能理解因加密鑽井而產生的增產率及新增儲量。由於此加密計劃僅於二零一零年啟動，本公司需要證明及量化加密鑽井在此特定油藏的有效性，以便釐定本公司的加密鑽井計劃能否成功及開採效率須改進的程度。由於本公司正就此計劃收集更多資料及建立生產記錄，故本公司現時無法進行有意義的評估，而額外儲量尚未分配至加密鑽井計劃。

莫里青

莫里青油田坐落於吉林省伊通及臨近松遼盆地中心。莫里青油田於二零零八年十二月一日進入產品分成合同的商業生產期。其於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年分別約佔本公司原油總產量的15.6%、18.5%、19.0%及18.2%。

莫里青油田面積約為71.5平方公里。截至二零一零年六月三十日，本公司於莫里青油田的採油井總數達132口。本公司就二零一零年制訂的工作預算計劃為鑽探合共27口井，其中本公司已完成鑽探合共13口井。

莫里青油田所處油藏為一組由暗色泥岩、灰色泥質粉砂岩（逐漸演變為粉砂岩）與細砂岩構成的始新世雙陽組互層。由粉砂岩與砂岩構成的單個油藏單元厚度不一，且經常出現間斷。整體單元平均孔隙度範圍為13%至18%。莫里青油田的所有射孔段或被激發或被壓裂，以提高採收率。於二零一零年六月，採油速率為每天2,872桶，含水率9%。

截至二零一零年六月三十日，本公司於莫里青油田的探明、概算及可能淨儲量估計分別達4,500,000桶、3,800,000桶及5,300,000桶，或分別為本公司探明、概算及可能淨儲量總額的15.3%、20.8%及39.2%。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年，本公司莫里青油田的日平均淨產量分別為1,003桶、1,505桶、1,453桶及1,831桶原油，分別約佔本公司日原油總產量的15.6%、18.5%、19.0%及18.2%。截至二零一零年六月三十日，莫里青油田的原油探明儲產比為6.8年。莫里青油田生產的原油普遍為優質原油，其美國石油協會石油比重介乎33°至38°，且含硫量較低。於二零一零年上半年，莫里青油田所產原油的平均含水量為11.4%。於二零一零年上半年，本公司莫里青油田的平均採油成本為每桶10.21美元，而於二零零九年則為每桶11.82美元。

莫里青油田於二零零六年八月首次注水，而於二零零九年則顯著拓展。本公司計劃在實際情況和經濟條件許可的情況下，將莫里青油田注水區域擴大至該油田的每個採油井井位。截至二零一零年六月三十日，已開發的注水區包含15口注水井及62口採油井。根據雷德斯考特的儲量報告，截

業 務

至二零一零年六月三十日，探明儲量的估計技術總採收率介乎4.1%（一次採油）至9.5%（二次採油），平均為10.7%。截至二零一零年六月三十日，注水區概算及可能儲量的估計技術總採收率分別平均為10.3%及12.6%。

截至二零一零年六月三十日，本公司的已開發總面積合共為9.9平方公里，佔莫里青油田現時計劃開發合共32.3平方公里的30.5%及莫里青油田合同區合共71.5平方公里的13.8%。

本公司根據莫里青油田的總體開發方案營運，該計劃分別於二零零七年四月二十日及二零零八年十一月三日獲中石油及能源局批准。聯合管理委員會於二零零九年十一月舉行會議，批准於莫里青油田鑽探合共27口井的工作計劃，且二零一零年的總產量目標為825,000桶。

廟3

廟3油田坐落於吉林省前郭及臨近松遼盆地中心。廟3油田於二零零八年十月一日進入商業生產期。其於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年分別約佔本公司年度原油總產量的2.2%、1.9%、2.4%及5.5%。

廟3油田面積約為81.0平方公里。截至二零一零年六月三十日，本公司經營的採油井總數達127口。本公司就二零一零年制訂的工作預算計劃為鑽探合共29口井，其中截至二零一零年六月三十日本公司已完成鑽探合共22口井。

廟3油田的目標油藏亦為下白堊統扶楊組儲層（主要由湖灣灘壩砂體及三角洲前緣席狀砂沉積而成的一組砂與頁岩互層）。砂體沉積厚度薄至河灘砂層，厚至河道砂床。油藏的孔隙度範圍為10%至19%，均值為14%。幾乎所有的油井均須透過水力壓裂增產。於二零一零年六月，採油速率約為每天855桶，含水率38%。

截至二零一零年六月三十日，本公司於廟3油田的探明、概算及可能淨儲量估計分別達300,000桶、300,000桶及200,000桶，或分別為本公司探明、概算及可能淨儲量總額的0.9%、1.9%及1.5%。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年，本公司廟3油田的日平均淨產量分別為141桶、153桶、184桶及546桶原油，分別約佔本公司日原油總產量的2.2%、1.9%、2.4%及5.5%。廟3油田所產原油為無硫輕油，其美國石油協會石油比重介乎34°至38°，且含硫量較低。於二零一零年上半年，廟3油田所產原油的平均含水量為41.3%。於二零一零年上半年，本公司廟3油田的平均採油成本為每桶12.73美元，而於二零零九年則為每桶25.86美元。

本公司自二零零七年十一月起在廟3油田注水。本公司計劃在實際情況和經濟條件許可的情況下，將廟3油田注水區域擴大至該油田的每個採油井井位。截至二零一零年六月三十日，已開發的注水區包含21口注水井及98口採油井。根據雷德斯考特的儲量報告，截至二零一零年六月三十日，探明儲量以及概算及可能儲量的估計技術總採收率分別平均為4.0%、6.6%及8.9%。

業 務

截至二零一零年六月三十日，本公司的已開發總面積合共為9.3平方公里，佔廟3油田現時計劃開發總面積的100%及合同區合共81.0平方公里的11.5%。

本公司根據廟3油田的總體開發方案而作業，該計劃分別於二零零六年三月三十一日及二零零七年四月二十九日獲中石油及發改委批准。聯合管理委員會於二零零九年十一月舉行會議，批准於廟3油田鑽探合共29口井的工作計劃，且二零一零年的總產量目標為208,000桶。

羅家義

於二零零零年八月二十八日，本公司與中石化訂立25年產品分成合同，以勘探及開發確定為山東省勝利油田羅家義區塊64的合同區。勝利油田是中國最大的油田之一。於二零零零年，本公司開始於羅家義作業的試開發期，並已鑽探一個乾眼。自二零零四年年底，該項目已暫停。於二零零五年四月，本公司向中石化提出延期要求以便在羅家義重新啟動該項目。於二零零六年九月二十七日，中石化向本公司發出函件，拒絕本公司重新啟動該項目的要求，並尋求終止產品分成合同，理由為試開發期的一年延長期已於二零零三年十二月三十一日屆滿，而在屆滿前本公司並未兌現其根據產品分成合同至少投資2,000,000美元的承諾。本公司認為其於二零零三年十二月三十一日前在勝利油田的該項目投入的初始投資人民幣23,100,000元已符合產品分成合同所規定的承諾數額。本公司已在勝利油田羅家義區塊64鑽探兩口井，其中之一為乾井，另一口尚未完工。因地質因素，在羅家義區塊64鑽探乾井的機會較本公司其他油田更高，且開發及操作費亦更高。本公司繼續考慮進一步投資開發羅家義區塊64的經濟及合同可行性，此考慮亦計及原油價格。自本公司於二零零六年接獲中石化拒絕函件，本公司再向其發出書面要求，請求就此再作討論。本公司擬與中石化真誠商討以解決問題。因此，本公司選擇不終止此產品分成合同。

截至本文件日期，本公司與中石化的糾紛並未進入任何司法程式。然而，本公司於勝利油田項目的投資已於二零零四年成功撤銷。本公司已就勝利油田項目入賬與產品分成合同有關的虧損及負債，且本公司相信，並無與勝利油田有關的額外負債或申索。截至本文件日期，中石化並未對本公司提出任何法律訴訟。本公司並不知悉中石化將對本公司提出潛在索償的時間或性質。本公司並不認為本公司違反與中石化訂立的產品分成合同，或有任何有關此項目的承諾並未履行。本公司認為其在勝利油田的項目投資符合與中石化訂立產品分成合同中所規定的承諾數額。本公司的中國法律顧問北京市中倫律師事務所已告知本公司，由於合同方在逾兩年的時間內並無就此爭議引入訴訟程序，且本公司確認在逾兩年的時間內中石化並無就此爭議以通告或任何其他形式向本公司提出索償，故根據有關中國法律及法規，索償或賠償要求的法定時效已經失效。因此，本公司認為無需在財務報表中作出撥備。經審閱本公司提供的文件後，本公司的中國法律顧問認為對於任何中石化可能向本公司提出的潛在索償，本公司亦有充份的辯護理據。此外，由於自二零零四年年底起並無任何有關該項目的進一步發展，本公司於本文件並無收錄任何有關羅家義的操作或儲量資料。請參閱「風險因素－與本公司及本公司業務有關的風險－本公司與中石化的合同糾紛或會對本公司日後與中石化進行業務合作的能力造成不利影響」。

業 務

產品分成合同

產品分成合同的階段

根據與中石油訂立的產品分成合同，本公司以油田的唯一作業者及兩個外國合同者之一的身份進行其石油作業。本公司於每份產品分成合同中外國合同者的權利和義務擁有90%的參與權益產品分成合同，澳大利亞環球石油持有剩餘的10%權益。澳大利亞環球石油並不直接參與油田的作業，並不會在聯合管理委員會會議上投票表決。中石油持有中國國土資源部所授予在大安、莫里青及廟3油田開發及生產原油的開採許可證。

各產品分成合同的最長期限為30年。商業生產期的期限為連續20年，可經中國政府的批准而延長。本公司的產品分成合同一般包含三個階段：

- **先導試驗期**

先導試驗期於產品分成合同開始實施之日後開始，並延長連續兩年，並可經中石油同意而進一步延長。於此期間，外國合同者須承擔鑽井等最低限度的工作並產生最低限度的開支。於先導試驗期期間，外國合同者在油田進行評估工作以評估發現任何原油發現的商業可行性。80%的石油產量分配予外國合同者，以收回於先導試驗期產生的投資成本。20%的石油產量分配予中石油，以收回其所產生的任何開發前費用。外國合同者的未收回成本乃予以結轉，並於隨後年份自石油開採收回，直至全數收回。

- **開發期**

於先導試驗期結束後，外國合同者有權進入開發期或終止產品分成合同。開發期於發改委或能源局批准油田的總體開發方案之日開始。開發方案略述（其中包括）總投資成本、可採儲量的數量及儲量開發時間表。該階段於油田進入商業生產期時結束。80%的石油產量分配予外國合同者，以收回於開發期就油田開發所產生的開發費用及於先導試驗期結轉外國合同者所產生未收回的成本。20%的石油產量分配予中石油，以收回其產生的任何開發前費用。外國合同者的未收回成本乃予以結轉，並於隨後年份自石油開採收回，直至全數收回。

- **商業生產期**

產品分成合同在(i)由向中石油遞交以批准總體開發方案之日起油田的原油產量達40,000噸、(ii)中石油批准及(iii)相關油田的聯合管理委員會宣佈商業生產期開始後，產品分成合同即進入商業生產期。石油產量分配予中石油及外國合同者，以收回操作費、自過往期間結轉的先導試驗期成本及自過往期間結轉及／或本期新產生的開發費用，以及分享利潤。

業 務

外國合同者有權根據中石油與外國合同者在產品分成合同項下協定的比率與中石油分享原油產量。下表概述於產品分成合同各期的原油分配順序。

概況	先導試驗期	開發期	商業生產期
支付增值稅及礦區使用費	年內生產的原油首先用於向中國政府支付增值稅及礦區使用費		
收回所產生的操作費	不適用 ⁽¹⁾	不適用 ⁽¹⁾	任何剩餘原油的一部分其後分配予外國合同者以收回外國合同者承擔的所產生的操作費的48%至80% ⁽²⁾
收回所產生的先導試驗期成本及開發費用	任何剩餘原油的80%其後用作支付（以實物方式）以收回外國合同者所產生的先導試驗期成本 ⁽³⁾	任何剩餘原油的80%其後用作支付（以實物方式）以收回外國合同者所產生的先導試驗期成本及開發費用 ⁽³⁾	任何剩餘原油的80%其後分配予外國合同者以收回外國合同者所產生的先導試驗期成本及開發費用 ⁽³⁾
利潤分成	不適用	不適用	任何剩餘原油的48%其後分配予外國合同者

(1) 於先導試驗期及開發期所產生的操作費計作先導試驗期成本或開發費用的一部分。

(2) 根據產品分成合同，根據以下公式釐定外國合同者如何分攤操作費：

$$OC \times \frac{A \times 80\% + B \times 48\%}{A + B}$$

其中：

OC = 總操作費

A = 用作收回先導試驗期成本及開發費用的石油

B = 利潤分成油

倘A及B均為零，則外國合同者將承擔產生的操作費的80%及未收回金額（如有）將結轉至其後期間。

(3) 20%的石油產量分配予中石油，以收回其所產生的任何開發前費用。外國合同者的未收回成本乃予以結轉，並於隨後年份自石油開採收回，直至全數收回。

業 務

- (4) 分配予中石油及外國合同者以收回操作費及先導試驗期成本及開發費用的石油即叫「費用回收油」。
- (5) 於全數收回操作費及先導試驗期成本及開發費用後分配予中石油及外國合同者的石油即叫「利潤分成油」。

支付增值稅及礦區使用費

於年內生產的任何原油收益首先向政府機關繳納增值稅及礦區使用費。應向中國政府繳納的增值稅稅率為年度總產量的5%。

中石油及外國合同者亦須根據產品分成合同所涵蓋的各油田的總產量向中國政府繳納礦區使用費。每年應繳納的礦區使用費介乎年度原油產量（基於特定油田的產量水準）的0.0%至12.5%。下表描述不同年度原油總產量水準下的應繳納的礦區使用費率。

年度石油總產量	礦區使用費率
少於500,000噸	0.0%
500,000至1,000,000噸	2.0%
1,000,000至1,500,000噸	4.0%
1,500,000至2,000,000噸	6.0%
2,000,000至3,000,000噸	8.0%
3,000,000至4,000,000噸	10.0%
多於4,000,000噸	12.5%

於二零零七年、二零零八年及二零零九年，向中國政府繳納的礦區使用費分別為零、人民幣2,600,000元及人民幣4,300,000元，乃由於本公司於大安油田的年度石油總產量超過500,000噸。本公司並無就其於莫里青及廟3油田的原油產量繳納任何礦區使用費，原因是該等兩個油田的年度產量並無超過500,000噸。由於增值稅及礦區使用費已從本公司的總產量中剔除，該等金額並無計入本公司的會計記錄。

費用回收油及利潤分成油

根據本公司的產品分成合同，於商業生產期，經扣除增值稅及礦區使用費後，在外國合同者及中石油之間的原油產量分配如下：

- **費用回收油。**本公司將「費用回收油」定義為將分配予中石油及外國合同者的石油，以收回操作費及先導試驗期成本及開發費用。應支付費用回收油，直至外國合同者產生的所有成本已全數收回。

中石油及外國合同者均承擔一部分操作費。於外國合同者並無全數收回該期及任何過往期間的先導試驗期成本及開發費用（包括任何補充開發費用）的任何期間，操作費的20%由中石油承擔，80%由外國合同者承擔。反之，於外國合同者已全數收回該期及任何過往期間的先導試驗期成本及開發費用的任何期間，操作費的52%由中石油承擔，48%由外國合同者承擔。因此，於商業生產期的某個特定期間，外國合同者承擔的操作費介乎48%至80%。

於收回所產生的操作費後，外國合同者亦有權收回就開發油田所產生的所有先導試驗期成本及開發費用。只要該等成本尚未由外國合同者全數收回，外國合同者有權就該等成本獲取80%的剩餘石油作為實物支付，而中石油則有權獲取剩餘的20%。

業 務

- **利潤分成油**。於全數收回外國合同者所產生的操作費及先導試驗期成本及開發費用後，剩餘原油於中石油及外國合同者之間分配。中石油及外國合同者分別有權獲取可分配剩餘石油的52%及48%。本公司將剩餘原油命名為「利潤分成油」。

管理及營運

產品分成合同規定聯合管理委員會督管各油田。目前，聯合管理委員會有八名成員，中石油可任命四名代表，而外國合同者合共可任命其餘四名代表，外國合同者的四名代表乃由本公司委任。每一訂約方可指派一名首席代表。聯合管理委員會主席由中石油指定的首席代表擔任，副董事長則由外國合同者指定的首席代表擔任。澳大利亞環球石油作為被動外國合同者於聯合管理委員會上並無投票權。就某一提案作出決定時，各方的首席代表有獨家權利代表該方投票。

首席代表不在場時，各方可指派另一名成員在大會上行使首席代表的職權。聯席管理委員會在取得一致同意後作出決定，決定一經作出即視為正式決議，對各方均具平等約束力。倘未能達成協議，各方可召開另一次大會，以在互利原則下力求尋得新的解決方案。於往績記錄期間，聯合管理委員會就所有有關油田的重大事項達致一致意見。

聯合管理委員會每年至少舉行兩次會議，並有權（其中包括）審批營運及預算計劃、審閱採納總體開發方案及任何補充總體開發方案、審閱核查須向有關中國機關呈交的事宜及批准重大採購、開支及保險範圍。

本公司已獲委任為產品分成合同下各油田的作業者。作業者的責任包括如下方面：

- 應用合適的技術及管理經驗，根據健全的國際慣例，合理、經濟並有效地開展石油作業；
- 編製並執行工作程式及預算；
- 採購有關石油作業的設備及供應品，並分包有關石油作業的服務；
- 編製及執行年度人員培訓計劃，並編製有關預算；及
- 保留石油作業所有成本及開支全面及準確的會計記錄，並確保所有賬本有序記錄，妥善保管。

作為作業者，本公司全權負責執行油田的日常營運。本公司亦負責釐定並執行營運及預算計劃以及所有日常營運事宜。

在本公司全面收回總體開發方案規定須支出的先導試驗期成本及開發費用後，中石油根據產品分成合同有權酌情接管油田營運。倘中石油接管經營三個油田中任何一個油田，本公司仍有權獲得分配相關產品分成合同餘下期限內的費用回收油的操作份額和利潤分成油，並有權繼續參與聯合管理委員會。然而，本公司將無法投資額外資本支出，以獲得更多產量及收益。

業 務

資產及數據的所有權

中石油擁有外國合同者進行石油作業時所獲得的所有資料、記錄、樣本、憑單及其他原始資料。在(i)外國合同者全面收回其開發費用或(ii)產品分成合同屆滿兩者中較早的時間後，中石油將擁有所有根據中國法律法規按產品分成合同購買、安裝及建造的資產，與此之前，中石油及本公司共同控制資產，而資產的所有權並無於產品分成合同內明確界定。中石油及本公司均無權於資產受共同控制時僅依其或本公司之意願處置資產。截至二零一零年六月三十日，資產的總面值為29.86億元。該金額乃於產品分成合同剩餘年期內按單位產量法攤銷，單位產量法不受資產所有權影響。中石油並未取得按本公司任何油田的產品分成合同所購買、安裝及建造資產的所有權。

產品分成合同明確規定，不論何方擁有資產的所有權，於有關產品分成合同年期內，資產僅作相關油田石油作業之用。在未獲中石油及外國合同者共同許可前，資產不可作任何其他用途。此外，根據石油法規及產品分成合同，倘中石油於產品分成合同屆滿前接管資產的所有權，於有關產品分成合同剩餘年期內，本公司獲分配的費用回收油及利潤分成油將維持不變。本公司根據產品分成合同實現未來經濟利益的能力來自於產品分成合同期內所生產石油中本公司的配額，而此等配額不取決於本公司是否擁有資產。因此，董事相信中石油就此最終擁有資產將不會對本公司的財務狀況造成重大影響。

向協力廠商採購人出售原油

產品分成合同規定外國合同者可向其他協力廠商採購人出售彼等的原油份額。外國合同者亦可向海外採購人出口彼等的原油份額，並在中石油的協助下獲得任何所需的執照或許可證。有關本公司與中石油的銷售合同的詳情，請參閱「一 銷售及市場推廣」。根據中國適用的石油貿易法律法規，持牌賣方方可進行出口貿易。

棄置生產或終止產品分成合同

於商業生產期，合同區的生產可能因缺乏經濟可行性而遭棄置。根據產品分成合同，倘產品分成合同的任何一方計劃棄置合同區的生產，其必須事先書面通知其他訂約方。倘其他訂約方同意棄置合同區的生產，所有訂約方須按彼等於合同區參與權益的比例支付放棄成本。外國合同者送達通知後，倘中石油決定不棄置生產，則外國合同者根據產品分成合同有關合同區的權利與義務（包括支付棄置成本的義務）將自動終止。

除棄置外，若干終止產品分成合同的情況包括：(i)合同者可於先導試驗期後選擇終止；(ii)產品分成合同於連續商業生產二十年後自動終止；(iii)中石油可於合同者棄置生產後終止；(iv)產品分成合同可於訂立日期起三十年後自動終止；及(v)雙方可在另一方重大違反合同後終止，惟須經產品分成合同所規定的仲裁裁定。

有關產品分成合同的中國適用法律法規的詳情，請參閱本文件「法規 — 中外合作開採陸上石油資源的監管框架」。

業 務

本公司與中石油的關係

本公司已與中石油建立長期密切的合作關係，據此，本公司目前擁有三份產品分成合同。作為中國三家國有石油公司中最大的公司，中石油擁有數目最多的陸上油田產品分成合同。本公司於二零零一年接管經營三個油田，並自此開始與中石油緊密合作。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年，中石油為本公司的唯一客戶，佔本公司的全部收益。隨著大安、莫里青及廟3油田進入商業生產期，雙方的合作日益深化。本公司與中石油穩固的關係是本公司未來成長的重要因素之一，本公司相信，本公司已準備就緒於當前及日後項目中進一步發展本公司與中石油的工作關係。

中石油獨立於本公司或其附屬公司、董事、高級管理層或主要股東，並與彼等概無關連。中石油亦無與本公司擁有任何共同股東或管理層。所有與中石油所訂立的產品分成合同乃經訂約各方按公平原則以一般商業條款協議，並已依照中國法律經商務部批准。誠如銷售合同所載，本公司出售按照產品分成合同生產的原油的價格乃根據在Platts Oilgram發佈的遼寧省大連港的大慶原油價格（該價格與國際原油價格基準西德克薩斯中質原油價格緊密相連）的每月市價釐定。

本公司的董事會目前由四名執行董事及四名非執行董事組成，該等董事均獨立於中石油。各董事均知悉其作為董事的信託責任，該等責任要求（其中包括）其以符合本公司最佳利益的方式為本公司的利益行事。

本公司獨立於中石油營運，並可獨立接觸協力廠商供應商。本公司的董事及高級管理層負責本公司的管理及營運決定，而彼等均獨立於中石油，並於油氣行業擁有豐富經驗。本公司具備能力及擁有人員履行所有重要行政職能，包括財務及會計管理。此外，本公司設有一個獨立財務管理體系，並按本公司的業務需要作出財務決定。於過往，本公司自外部來源獲得融資，不依靠中石油為大安、莫里青及廟3油田的所有開發項目提供資金。除一般商業活動中產生的應收及其他應收款項外，並無欠付或應收中石油的款項。作為各產品分成合同下的唯一油田作業者，本公司全權負責油田的日常營運。

董事相信，儘管本公司當前仍依賴於中石油作為客戶，惟本公司將能繼續取得收益，原因如下：

- (i) 中國陸上石油及天然氣行業由兩大國有石油公司支配，即中石油及中石化。中石油的探明儲量及淨產量是兩者之中較大的，其在國有石油公司包括陸上油田的產品分成合同所佔數量最多。由於中石油及中石化在業內的地位舉足輕重，故經營本公司業務範圍的公司不大可能斷絕對其兩者任何之一作為主要客戶的依賴。
- (ii) 再者，日益增長的能源需求及強勁的石油價格正推進全球石油及天然氣行業。原油仍然是全球能源需求的核心來源，全球石油消耗自一九九九年至二零零九年穩步增長。展望未來，預計石油及天然氣行業持續增長，以滿足日益增長的石油需求。尤其是全球石油增長前景越來越依賴中國的經濟增長，中國的人均石油消耗落後於經合組織國家，反映中國的石油消耗的增長潛力龐大。

業 務

中石油接管油田作業的權利

根據與中石油的產品分成合同，當本公司全數收回開發費用（包括先導試驗期及開發期產生的所有費用），且並無批准將令本公司產生額外開發費用的額外總體開發方案時，中石油有權向本公司接管油田的作業權。本公司已回收其大安油田全部過往開發費用，但並未達到大安總體開發方案所設定的限制，並繼續根據聯合管理委員會批准的開發項目於大安油田進行額外投資。本公司並無於莫里青及廟3油田回收開發費用，故此，本公司相信中石油無權於本文件日期接管任何油田的作業。

董事相信中石油不大可能接管任何油田的原因如下：

- (i) 截至二零一零年六月三十日，本公司已於大安油田鑽得1,333口井，包括自最初總體開發方案獲批以來已鑽的1,252口井，及於發改委批准前與中石油合作鑽得的81口井（部分必須完成制訂總體開發方案），且本公司自最初總體開發方案獲批以來已投資人民幣36億元。大安最初總體開發方案允許鑽探427口井及允許外國合同者籌集的最高開發費用為人民幣12億元，而大安的補充總體開發方案將允許鑽探的井數提高1,218口，及將允許外國合同者籌集的最高開發費用提高人民幣36億元。因此，並無達到最初總體開發方案及補充總體開發方案所設的限制，且預期本公司於二零一二年下半年前不會達到上述限制。本公司將按照最初總體開發方案及補充總體開發方案的規定，鑽探額外的油氣井及負擔額外開發費用。
- (ii) 截至二零一零年六月三十日，大安油田的總探明未開發儲量為18,800,000桶，以及總概算及總可能儲量分別為34,100,000桶及19,900,000桶。本公司相信，將須重大投資以持續開發大安油田，而聯合管理委員會（由本公司及中石油委任人數相同的成員組成）將繼續就大安油田批准開發項目。於二零零八年九月，中石油天然氣集團、澳大利亞環球石油及MIE訂立一份補充協議，以在未達到總體開發方案對大安所設限制的情況下，經聯合管理委員會批准於大安油田進行額外的開發作業。此補充協議無須獲發改委批准，因為據本公司中國法律顧問北京市中倫律師事務所確認，此補充協議並非新增總體開發方案或新增補充方案，故無須任何發改委批准。於二零一零年十月二十七日，聯合管理委員會亦通過一項決議案，以令本公司與中石油合作制訂一份新補充總體開發方案以再開發大安油田五年，並提交該方案予聯合管理委員會作最後批准，新補充總體開發方案必須由發改委批准，本公司預期於一至兩年內取得批准或於補充總體開發方案制訂及呈交予發改委後約六個月取得批准。根據預期的鑽探速度，本公司並不預期新補充整體開發方案項下的發展將於二零一七年前完成，本公司預期此新方案所產生的唯一成本為與鑽新井相關的成本。本公司認為於二零零八年九月訂立補充協議證明中石油及中石油天然氣集團支持外國合同者持續開發石油資源，二零一零年十月二十七日聯合管理委員會通過決議案，令本公司與中石油合作制訂一份新補充總體開發方案即為進一步的佐證。因此，本公司認為，一旦現行方案限額已獲達致，則中石油及其母公司中石油天然氣集團將繼續協助本公司取得日後總體開發方案。

業 務

- (iii) 石油工業出版社（由中石油天然氣集團擁有及營運）出版的*中國石油對外合作勘探開發技術論文集*，載述中石油與外國公司訂立的所有產品分成合同應給予中石油在外國合同者已產生總體開發方案許可的所有開發費用及回收其所有開發費用後接管生產作業的權利。因此，儘管本公司的產品分成合同包含闡明中石油接管油田作業權利的條款，該等條款在中石油與外國作業者之間的產品分成合同中為標準條款。就本公司所知，中石油從未行使其與獨立外國合同者的產品分成合同項下接管其任何油田作業的權利。
- (iv) 相對於中石油作業的較大油田，本公司在開發較小的低滲透率油田方面更有效率，例如在我們訂立產品分成合同的三個油田，於截至二零零九年十二月三十一日止年度，本公司相比中石油擁有更為低廉的整體採油成本（本公司：每桶7.69美元；中石油：每桶9.12美元）即為例證。因此，本公司相信，中石油已認可利用本公司於較小的低滲透率油田的專業知識所帶來的利益，且並無打算自本公司接管任何三個油田的作業。根據中石油天然氣集團的二零零九年年鑒，截至二零零八年年底，中石油天然氣集團合共擁有23份經營產品分成合同。中石油天然氣集團的二零零九年年鑒中所述大部分中外合作項目（尤其是近年訂立的產品分成合同）涉及具挑戰性及非常規項目，例如低滲透率油田、成熟油田或高壓及高溫天然氣儲量。此外，根據商務部發佈的外國投資產業指導目錄（其將產業分類為外國投資於其中為禁止、限制、允許或鼓勵類產業），開發低滲透率油田被劃分為鼓勵外資參與的產業。
- (v) 本公司的中國顧問北京市中倫律師事務所已向本公司建議，即使中石油接管任何油田的作業，本公司仍將有權收取於有關產品分成合同剩餘年期內本公司所獲配的費用回收油及利潤分成油。此外，聯合管理委員會乃是三個油田的監管組織，而本公司所任命的聯合管理委員會成員將繼續履行其職責，包括批准年度產量預算及工作項目。
- (vi) 於往績記錄期間及截至最後可行日期，本公司遵守產品分成合同的條款。
- (vii) 對於莫里青及廟3油田，本公司並未回收其過往的開發費用，故中石油並無法定權利接管生產作業，直至該等費用及本公司根據其總體開發方案所產生的任何日後開發費用已予回收。截至二零一零年六月三十日，本公司就莫里青及廟3僅分別回收開發費用的78.0%及42.8%。根據本文件附錄五獨立技術報告中的截至二零一零年六月三十日的探明及概算儲量金額及經假設平均實際價格每桶73.35美元，本公司預期將於二零一三年及二零一五年分別回收莫里青及廟3油田的開發費用。在本公司收回莫里青及廟3油田的開發費用後，倘本公司於有關總體開發方案項下所批准的鑽探井數及投資金額均未達上限，本公司須繼續依據該總體開發方案作額外投資及產生其他開發費用，除非本公司及中石油同意修改該方案。此外，本公司及中石油或會不時同意制訂新補充總體開發方案，以允許進一步投資及開發油田至超逾有關現有總體開發方案所載的限額，惟須待發改委批准。

因此，倘中石油接管任何油田的作業，其會產生額外費用並須付出更多資源，但與此同時，本公司仍可收取分配予外國合同者中48%已生產原油中的90%，直至產品分成合同所載產品分成合同屆滿為止，即不論何人進行油田作業，中石油及MIE於大安油田的權益乃由產品分成合同釐定，

業 務

並受其保護。因此，本公司相信，就商業目的而言，中石油於產品分成合同期限內接管任何油田的作業乃屬不合常理。

倘中石油行使權利，自外國合同者接管油田的作業權，中石油須向外國合同者事先作出書面通知。外國合同者須於60日內準備轉讓計劃，其後，聯合管理委員會須於30日內審批計劃。於聯合管理委員批准60日內，中石油須向外國合同者呈交其接管作業人員的名單。外國合同者須於中石油作出最初通知的330日內完成其準備轉讓的報告，而聯合管理委員須於30日內在正式轉讓開始前批准該報告。倘出現此情形，本公司將繼續經營油田，直至中石油完全取得控制權及接管生產作業，及本公司將繼續有權收取所採石油的分配部分，就大安油田而言直至二零二四年為止，而就廟3及莫里青油田而言直至二零二八年為止（均為有關產品分成合同屆滿之時）。此外，本公司將集中精力與中石油及其他第三方訂立新產品分成合同以及開拓中國以外的新興市場。請參閱「— 本公司的策略— 通過於中國爭取新產品分成合同及獲得現有產品分成合同以增加本公司的淨儲量及淨產量」及「— 本公司的策略— 選擇性地向中國以外的新興市場擴張」。

生產及鑽井資料

日平均產量

下表列示本公司於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年的日平均原油總及淨產量：

	截至十二月三十一日止年度			截至 六月三十日止 六個月期間 二零一零年
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	
原油總產量：	(桶)			
大安油田.....	8,433	11,646	11,994	14,628
莫里青油田.....	1,466	2,200	2,127	2,665
廟3油田.....	206	223	265	798
日平均淨產量總計.....	<u>10,104</u>	<u>14,069</u>	<u>14,386</u>	<u>18,091</u>

	截至十二月三十一日止年度			截至 六月三十日止 六個月期間 二零一零年
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	
原油淨產量：	(桶)			
大安油田.....	5,295	6,492	6,000	7,665
莫里青油田.....	1,003	1,505	1,453	1,831
廟3油田.....	141	153	184	546
日平均淨產量總計.....	<u>6,439</u>	<u>8,150</u>	<u>7,637</u>	<u>10,042</u>

業 務

平均銷售價格及淨生產成本

下表列示本公司於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年的每桶原油的平均銷售價格及每桶原油的採油成本。

	截至十二月三十一日止年度			截至
				六月三十日止
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六個月期間
	(美元)			二零一零年
每桶原油的平均銷售價格.....	69.00	104.78	58.58	76.72
大安油田.....	68.5	105.66	59.05	76.67
莫里青油田.....	71.31	101.51	56.83	76.96
廟3油田.....	70.43	102.03	56.57	76.64
採油成本.....	7.24	6.52	7.69	6.37
大安油田.....	5.44	4.23	6.21	5.01
莫里青油田.....	13.70	13.26	11.82	10.21
廟3油田 ⁽¹⁾	26.52	31.06	25.86	12.73

(1) 因廟3油田在開發的初始階段，其每生產單位固定成本更高，故其採油成本高於其他兩個油田。

採油井

下表列示本公司截至二零一零年六月三十日總及淨採油井數目。

	截至二零一零年六月三十日			
	大安油田	莫里青油田	廟3油田	總計
總採油井.....	1,333	132	127	1,592
淨採油井 ⁽¹⁾	960	95	91	1,146

(1) 基於總採油井72%的權益計算。72%的權益來自本公司於產品分成合同下外國合同者配額(80%)中90%的參與權益。

業 務

開發井

下表列示本公司於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年已鑽的總及淨開發井數目。

	截至二零零七年十二月三十一日止年度			
	大安油田	莫里青油田	廟3油田	總計
已鑽總開發井.....	157	26	9	192
成功鑽探.....	156	26	9	191
乾井.....	1	0	0	1
已鑽淨開發井 ⁽¹⁾	113	19	6	138
成功鑽探.....	112	19	6	137
乾井.....	1	0	0	1

	截至二零零八年十二月三十一日止年度			
	大安油田	莫里青油田	廟3油田	總計
已鑽總開發井.....	316	45	28	389
成功鑽探.....	316	45	28	389
乾井.....	0	0	0	0
已鑽淨開發井 ⁽¹⁾	228	32	20	280
成功鑽探.....	228	32	20	280
乾井.....	0	0	0	0

	截至二零零九年十二月三十一日止年度			
	大安油田	莫里青油田	廟3油田	總計
已鑽總開發井.....	151	20	18	189
成功鑽探.....	151	19	18	188
乾井.....	0	1	0	1
已鑽淨開發井 ⁽¹⁾	109	14	13	136
成功鑽探.....	109	13	13	135
乾井.....	0	1	0	1

	截至二零一零年六月三十日止六個月期間			
	大安油田	莫里青油田	廟3油田	總計
已鑽總開發井.....	144	13	22	179
成功鑽探.....	144	13	22	179
乾井.....	0	0	0	0
已鑽淨開發井 ⁽¹⁾	104	9	16	129
成功鑽探.....	104	9	16	129
乾井.....	0	0	0	0

(1) 基於總開發井72%的權益計算。72%的權益來自本公司於產品分成合同下外國合同者配額(80%)中90%的參與權益。

業 務

已開發及未開發油區

下表列示本公司截至二零一零年六月三十日已開發及未開發油區。

	截至二零一零年六月三十日			
	大安油田	莫里青油田	廟3油田	總計
	(平方公里，百分比除外)			
總已開發油區.....	82.3	9.9	9.3	101.5
總未開發油區.....	170.7	61.6	71.7	304.0
淨已開發油區 ⁽¹⁾	59.3	7.1	6.7	73.1
淨未開發油區 ⁽¹⁾	122.9	44.4	51.6	218.9
總已開發油區佔總 未開發油區的百分比	48.2%	16.0%	13.0%	33.4%

(1) 基於總油區72%的權益計算。72%的權益來自本公司於產品分成合同下外國合同者配額(80%)中90%的參與權益。

供應商

本公司將眾多石油作業工作外包予協力廠商，包括石油鑽井機供應、鑽井服務、壓裂及射孔服務、護井服務、測井服務、油罐運輸服務及油藏研究。本公司一般透過邀請或競標程式引入獨立協力廠商服務供應商。本公司通常對預期開支超過人民幣500,000元的鑽井、測井、修井服務及其他項目採用公開競標的方式。本公司於篩選程式中考慮成本、工作品質、往績記錄及預計交付時間，並尋求成本與工作品質之間的平衡。本公司亦對服務供應商開展詳細的盡職審查，如審閱彼等的資格及往績記錄。聯合管理委員會亦有權批准本公司的獨立協力廠商服務供應商。就鑽井服務與壓裂及射孔服務而言，本公司通常會訂立為期一年的最低工作量。該等合同包括提供鑽井原料及鑽井工作。服務供應商的酬金通常根據其所從事工作的進度分期支付。與市場常規一致，本公司亦會在若干服務供應商提供服務前預付款項。本公司密切監管承包商所提供的服務，並對其表現（包括彼等的成本、時間及服務品質）進行全面監控。本公司的技術人員負責監管日常鑽井工作，確保工程遵守有關規則及法規，並定期與服務供應商開會，彼等亦負責開展實地檢查。該等協議亦訂明各種違反或不履行合同情況下各方的責任，且通常由供應商自行負責在提供服務時因彼等自己的過錯而引致的事故。就不可抗力所產生的損失而言，訂約方將承擔彼等各自的損失。

本公司自協力廠商供應商獲得設備及鑽井材料。於正式的競標程式中，本公司會將預期開支超過人民幣1,000,000元設備及鑽井材料的合同授予中標人。本公司亦通過邀請選擇賣方。本公司的採購部基於價格、品質、往績記錄及交付時間對設備及原料進行評估，以確保選擇最合適的賣方。本公司對其賣方進行盡職審查，並以對本公司服務供應商所採取的同等細緻的檢查程式管理本公司賣方的合同履行情況。與市場慣例一致，本公司會在若干賣方交付設備及原料前預付款項。根據供應協定，本公司一般向供應商分期付款。此外，供應商會協定一個產品保修期，於此期間內，彼等將免費解決一切產品品質問題，或會就因任何品質缺陷引致的成本向本公司作出彌償。

業 務

協議亦訂明供應商延遲交付或未予交付所應支付的罰款，並規定彼等須就因所交付設備使本公司遭協力廠商提出索償所產生的損失向本公司作出彌償。

本公司採油成本有關原料及服務的供應商一般為本地區的國內公司。本公司於五大供應商的採購開支於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年分別佔本公司採購總額約47.6%、73.8%、47.1%及62.9%。本公司於最大供應商的採購額於同期則分別佔本公司採購總額約14.9%、27.3%、13.9%及16.9%。本公司通常不會與供應商訂立長期供應合同，或對沖向彼等採購原料的價格波動。

於二零零七年、二零零八年及二零零九年及二零一零年上半年來自吉林省國泰石油開發有限公司（「吉林國泰」）的採購額分別佔本公司採購總額約11.3%、17.2%、13.9%及15.2%。吉林國泰為由趙江波女士（本公司的執行董事、董事長兼首席執行官張先生的妻子）持有70%及趙先生（本公司的執行董事、副董事長兼高級副總裁）持有30%的關聯方。更多資料請參閱「與控股股東的關係及關連交易」。吉林國泰向本公司提供若干油田服務，包括修井服務、測井服務、油罐運輸服務、油田建設相關工程及其他石油作業相關服務。本公司的唯一客戶中石油於往績記錄期間為本公司第四大供應商，且向中石油的採購額分別佔本公司於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年總採購額的約5.7%、10.1%、5.8%及8.7%。中石油向本公司提供管道運輸及處理本公司與其進行的銷售交易。除吉林國泰外，概無持有本公司已發行股本5%以上的股東、董事及彼等的聯繫人於本公司五大供應商擁有任何權益。

於過往，本公司曾經歷其已預付款項的第三方供應商無法交付設備或提供服務的情況。因向鑽井服務供應商及設備供應商作出的若干預付款項不可收回，本公司已於二零零七年作出預付款項減值撥備人民幣11,200,000元。本公司已不再使用此等第三方供應商。自該等事件以來，本公司已改善其信貸風險管理，通過定期審閱本公司供應商的信貸狀況以減低本公司對彼等的信貸風險。本公司通過按過往經驗指定首選供應商、識別本公司供應商所面臨的風險並持續監控供應商於任期內的表現，以管理信貸風險。改善信貸風險管理常規使本公司更能了解本公司的供應商及彼等所營運的市場，並使本公司能更好地應對波動的市場及本公司供應商多變的信貸狀況。有關於往績記錄期間供應商信貸政策的任何變動，請參閱「財務資料—若干財務狀況表項目—應付及其他應付款項」。

存貨控制

本公司的存貨包括本公司庫存油及用作鑽井及原油開採的物料及供應品，本公司於自己的倉庫內保存此等存貨。庫存油於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年分別為人民幣9,400,000元、人民幣36,300,000元、人民幣13,000,000元及人民幣14,300,000元。物料及供應品於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年分別為人民幣27,200,000元、人民幣37,500,000元、人民幣63,000,000元及人民幣34,100,000元。鑒於本公司石油生產業務的性質，本公司不會長期積儲原油或物料及供應品。本公司的管理層會每日監控本公司的石油存貨。就物料及供應品而言，本公司僅就自己的生產目的積儲原料及供應品。本公司會就會計報告進行定期存貨盤點，或進行特別存貨盤點，且本公司管理層會經常審閱存貨報告及至少每月審閱存貨庫齡，或彼等於認為必要時採用計算機化工序追蹤存貨變動及進行庫齡分析。於往績記錄期間，本公司的庫存政策並無重大變動。

業 務

銷售及市場推廣

於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年，中石油為本公司的唯一客戶，佔本公司的全部收益。

於二零零零年十二月二十八日，Microbes（微生物）與China National Petroleum Sales Corporation（中石油銷售公司）訂立銷售合同，該合同經日期為二零零四年三月五日有關Microbes（微生物）向MIE及中石油天然氣集團向中石油轉讓合同權利的備忘錄所補充。本公司及合同其他外國合同者同意出售產品分成合同期內所生產的原油外國合同者的份額，而中石油亦同意購買該等份額。除提前終止者外，各產品分成合同期限均為30年。有關終止產品分成合同的更多探討，請參閱「產品分成合同—棄置生產或終止產品分成合同」。

銷售合同規定以下條款：

- 銷售合同已規定輸送原油的交付點—例如原油須輸送至若干站點，原油將在此等站點進入中石油的管道系統。銷售合同亦規定，交付點應進行原油的定性及定量分析。
- 銷售合同進一步規定，本公司向中石油交付原油的價格乃於每月根據在Platts Oilgram發佈的遼寧省大連港的大慶原油價格（該價格與國際原油價格基準西德克薩斯中質原油上個日曆月的原油價格緊密相連）釐定。該價格隨後於銷售合同內扣除總石油運輸費每噸人民幣52元（每桶1.03美元）。石油運輸及銷售費用包括原油進入中石油管道後所有運輸費用、任何損失及任何組織或政府機關所徵收的任何其他費用（不包括增值稅及礦區使用費）。
- 合同規定中石油應於其收到以美元計值的電匯後30日內支付款項，但該金額可應外國合同者要求以人民幣支付。目前，本公司所有的石油銷售乃以美元計值及結算。
- 儘管上述事宜，銷售合同規定外國合同者可將其原油份額出口予海外買方。外國合同者應通知中石油其出口計劃。中石油應在收到出口計劃後30日內通知合同者將出口原油的數量，並提供必要的協助。

目前，本公司通過其管道或卡車將油田所生產的全部原油運往中石油所指定的交付點。原油會在本公司及中石油認可交付石油的數量後，隨即進入中石油的管道系統。

根據聯合管理委員會的指示所編製的原油分配報告乃每月提供予中石油。隨後，本公司會在每月完結後五日內向中石油發出發票。發票金額等於原油價格與當月合同外方應佔原油測量體積的乘積（經扣除增值稅及礦區使用費）。本公司就其原油比例（扣除中石油代表本公司應付有關中國政府機關的原油數量（等於外國合同者增值稅及礦區使用費份額），作為實物對價）自中石油收取現金款項。於收到本公司發票的20日內，中石油通常以電匯的方式向本公司支付發票金額，本公司隨後向澳大利亞環球石油支付其產品分成合同下的淨配額，產品分成合同該數額等於產品分成合同下外國合同者配額的10%（經扣除澳大利亞環球石油所承擔的投資成本及開支，以及澳大利亞環球石油欠本公司的任何未償還貸款結餘）。

因本公司所採原油均被中石油購買，本公司並無出口任何原油。本公司目前並無向其他客戶出售或出口石油的經濟優勢。中石油購買原油的價格乃基於大連港大慶原油價格（與WTI價格非常接

業 務

近)，且並無合同限制中石油向本公司採購時將支付的價格，故中石油以國際市價向本公司購買石油。本公司向中石油銷售石油時，以本公司油田附近鋪設的中石油管道輸送石油，根據銷售合同，本公司須支付運輸及銷售費用每噸人民幣52元（每桶1.03美元）。倘本公司向其他客戶出售或出口石油，中石油或其他第三方可能要求更高的運輸費用或本公司可能須倚賴更昂貴的運輸方式以將石油運送至港口（例如卡車或火車），因本公司油田處於內陸地區。而且，本公司向中石油收取應收款項方面從未出現任何問題，中石油一直迅速付款。倘本公司向其他客戶出售或出口石油，本公司將面臨信貸或收款風險。

資產

截至二零一零年六月三十日，有關中國政府機關已批准面積為1,618,058平方米的地塊作本公司產品分成合同下的暫時用途，包括本公司已暫時使用的若干地塊，此等地塊作安裝油管之用，將於暫時使用期滿後歸還予前任擁有人。在操作時，本公司發現一塊地塊值得用作生產用途，故本公司或中石油將向有關土地管理部門申請，將該地塊由暫時用途改為永久用途。截至二零一零年六月三十日，面積為1,586,658平方米的地塊已由本公司或中石油作出變更申請，但變更仍待批准，及面積為31,400平方米的地塊已由本公司獲批准作臨時用途，但並未作出正式變更申請，包括將於暫時使用期滿後歸還予擁有人的若干地塊。變更程式僅需要若干行政程序，但完成此等程序所需的時間可能不同。

合共644,292平方米的額外地塊經已轉為永久使用土地，並由國土資源部分配予本公司或中石油，該等地塊包括已直接撥予本公司作為大安聯合站的合共37,060平方米的地塊。本公司於二零一零年八月十七日自大安市國土資源局取得國有建設用地劃撥決定書。剩餘地塊已分配予中石油，其已自當地政府機關獲得有關國有建設用地劃撥決定書，而該等地塊已由本公司用作生產及注水設施、宿舍及聯合站。該等永久使用地塊用作開發設施、中央收集站、辦公室、輔助設施及本公司工人宿舍。

於中國用作石油開發及生產設施、輔助設施、辦公室及宿舍的地塊一般為劃撥授出。經劃撥地塊的年期為永久性，惟原先批准機關可收回土地。就本公司的情況而言，國務院及國土資源部為劃撥土地供本公司開發及生產用途的主管批准機關，而有關土地使用權劃撥的申請須提交國務院及國土資源部批准。由於三份產品分成合同規定中石油有義務購入或協助購入土地予外國合同者，通常本公司將向中石油提供一項申請所需的所有資料，而中石油將提交撥地申請。

土地劃撥乃根據以下程序審批：

- i. 縣國土資源局及縣政府審批；
- ii. 省國土資源廳及省政府審批；
- iii. 國務院及國土資源部審批以及國土資源部作出批覆；

業 務

- iv. 有關縣國土資源局以國有建設用地劃撥決定書的形式作出劃撥決定；及
- v. 申請人登記土地使用權。

石油作業相關土地使用劃撥申請及批准程序為漫長及持續的過程，一般需兩至五年才完成。

石油公司以暫時土地使用權批准開始作業，並在稍後階段申請將該等地塊轉為永久土地乃中國的行業慣例。此外，鑒於油氣行業的特殊性質，國土資源部已發出若干通知，規定油氣公司須就計劃鑽探及有關設施區域申請暫時的土地使用權批准，以促使油氣公司及時開始其石油作業及在稍後階段申請轉換。於往績記錄期間及直至最後可行日期，過往並無發生本公司未能將暫時土地轉為永久劃撥土地的事件。

本公司及中石油已完成獲取該等永久使用地塊有關土地使用證的若干（惟並非全部）必要程序，儘管截至最後可行日期仍未取得有關油田的土地使用證，但本公司的中國顧問北京市中倫律師事務所認為，自有關機關取得土地使用證並無法律障礙。中石油持有於該等地塊勘探、開發及開採原油合法有效的採礦許可證，而本公司及中石油獲准根據有關產品分成合同就開採大安、莫里青及廟3油田的陸上石油資源展開合作，此等產品分成合同均已獲商務部批准。此外，三個油田的所有開發及生產活動均遵守有關油田的總體開發方案，而該等方案均已獲發改委或能源局正式批准。中石油乃有關土地使用證的申請人，並按其本身步調控制其過程。中石油已知會本公司，其擬於二零一一年年底前取得所有永久使用地塊的土地使用證。

董事認為欠缺土地使用證將不會對本公司於產品分成合同中的權益及權利造成不利影響，該等權益及權利賦予本公司足夠影響力，對勘探及／或開採三個油田的原油作出決策。本公司及中石油已取得該等永久使用土地的分配函件。根據政府機關發出的該等分配函件內容，分配函件為土地使用者使用土地及申請土地使用權登記的法律基準。因此，本公司在法律上有權使用該等土地。自MIE成為三個油田的唯一作業者以來，本公司的經營從未因缺乏合適土地所有權而中斷。此外，過往並無發生任何事件，導致中石油須就因其提供的土地並未取得土地使用證而產生的損失及損壞對本集團負責。

本公司於大安油田擁有一座聯合站及一座中轉站，於莫里青油田擁有一座聯合站，並擁有若干宿舍以為本公司僱員提供住宿，以及於油田內擁有眾多生產及注水設施。本公司已建設23棟樓宇，總面積約達20,815.5平方米，作辦公室、宿舍或其他設施用途。該等樓宇乃按總體開發方案建設，須經發改委或能源局在諮詢其他有關政府機關（包括國土資源部）後批准。本公司亦租賃位於北京、松原及德克薩斯州休斯頓總面積約為3,520平方米的三項物業，作辦公室及宿舍用途。該等租賃物業對本公司營運而言屬不重要，且本公司相信，倘本公司須遷離此等租賃物業，本公司將能夠在不重大影響其營運的情況下遷往替代物業。

有關本公司物業的更多詳情，請參閱本文件「附錄四－物業估值」一節。

業 務

競爭

透過與中石油所訂立的合同安排，本公司成為大安、莫里青及廟3三大油田的獨家作業者。本公司與其合同區內無其他作業者競爭。然而，當本公司力圖收購新的項目、與國有油氣公司訂立更多的產品分成合同或聘用業內受訓人士時，競爭則無處不在。中石油及中石化乃中國唯一獲准與外國公司合作，對中國陸上原油及天然氣進行勘探及生產，同時開發及生產中國石油資源的兩大公司。在爭取獲得與中石油及中石化合作的合同權利以及在中國開發及生產石油資源時，本公司可能會面對來自現有的及新對手的競爭，上述競爭對手包括洛克石油(ROC Oil)、中亞石油(Central Asia Oil)、億陽(Bright Oceans)及艾芬豪能源(Ivanhoe Energy)等。本公司明白，要進軍獨立上游行業須跨過數項門檻，例如技術能力、財務資源、經驗及往績記錄以及本公司與中石油及中石化的關係。

本公司相信，其主要競爭優勢包括：

- 於開發低滲透率及低壓油田方面豐富的經驗、專業知識及良好的往績記錄；
- 具競爭力的成本結構及經營效益；
- 與中石油長期、穩固的合作關係；及
- 擁有國際經驗及本地知識的強大管理團隊。

透過運用可行的最優良技術及國際最佳慣例，本公司形成自身的競爭優勢。自二零零七年至二零零九年期間，MIE的整體採油成本一直低於中石油及中石化。本公司相信與中國的專業油田作業者之間的競爭日後將持續激烈。



資料來源：中石油及中石化二零零七年至二零零九年表格20-F

- (1) 採油成本指作業及維護油井及相關設備及設施所產生的操作費，包括支援設備及設施的適用操作費及其他作業及維護油井及相關設備及設施的其他成本，惟任何生產稅或石油特別收益金除外。上述成本分別按二零零七年、二零零八年及二零零九年的匯率7.59、6.93及6.83換算，石油則按每噸7.4桶換算。

此外，在松遼盆地，尤其是吉林地區湧現越來越多獨立石油公司，MIE、中亞石油(Central Asia Oil)及億陽(Bright Energy)為其中之一，並持續擴大其營運規模。例如，儘管中石油源自松遼盆地的產量在二零零一年至二零零八年間相對平穩，惟本公司源自同一地區的總產量則由二零零一年的8,057噸增加至二零零八年的693,237噸。更具體說明，就吉林油田地區這個將更多重心投放於低滲透率油藏而經歷重大發展活動及成長的地區而言，本公司的總產量佔中石油於二零

業 務

零八年在吉林油田地區總產量的10.3%，亦佔中石油於二零零一年至二零零八年間總產量增長的26.7%，彰顯區內獨立石油公司的規模日漸壯大及重要。

本公司最終擬收購中國以外的石油資產，屆時可能將面對能為開發區塊及勘探區塊支付更高對價的競爭對手。本公司能否於未來收購更多資產將取決於其評估及甄選合適性質以及其於競爭激烈的環境中達成交易的能力。此外，上游石油行業為資本密集型，對行業及市場專業知識要求極高。

技術及知識發展

本公司深信其始終不渝地追求技術及知識的發展乃其成功的關鍵之一。本公司所處行業的石油勘探、開發及生產技術發展迅速。本公司致力發展以下主要方面：

- *高效及有效開發合同區內的新儲量、編製開發資料庫及建立準確的儲量模型。*本公司已採用新技術，例如岩芯取樣及二維及三維地震研究，以增加於合同區可開採的採油量。在對該等合同區內低滲透率油藏進行規劃和開發過程中，本公司在北京奧創達科技發展有限公司及Weinman Geophysical Services Inc.等中國及國際顧問的協助下，已審閱、重新處理及重新解釋地震資料。
- *對鑽井方式及井密度進行地質研究及分析以提高產量以及儲量。*本公司已進行地域研究（包括岩芯分析及測井資料解釋），開發集成的岩芯及電纜測井物理模型以提高本公司對油藏性質的了解以及幫助本公司確定並計算現存及可動油量。此等測量使本公司得以有更精準的鑽井，且增加本公司開發採油井的良機。
- *即使在低滲透率地區，同樣透過多層壓裂、注水及加密鑽井等技術改善邊際油田的產量。*為提高石油採油量，本公司已安裝注水井。於二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，本公司於其三大油田分別安裝129、218、259及298座注水井。近日，本公司已於大安油田啟用加密鑽井。

在本公司高級管理團隊帶領下，本公司致力發展技術及知識。

除此之外，本公司已開發訂制資料庫，可收集實地運營所得資料，實現軟體系統間的資料共用，從而確保資料的一致性及時效性。本公司獲准使用一系列軟體產品，產品為開發及生產項目提供技術及經濟效益分析的先進工具，其中包括Halliburton Discovery™ Geoscience Interpretation suite、用於生產監督、分析及預測的Schlumberger Oil Field Manager及用作分析及制定經濟效益遞減曲線之用的TRC Consultants PHDWin。

業 務

智慧財產

本公司並未提交任何專利申請。本公司的工程師及技術人員在彼等的工作過程中已開發出多項有關提高儲量管理及優化採油的知識及技術。本公司的智慧財產權包括所使用的商標及用作市場推廣及業務發展的功能變數名稱。截至二零一零年六月三十日，本公司已在中國、香港、日本、南韓、歐盟、阿拉伯聯合酋長國、沙特阿拉伯、科威特、印度尼西亞及美國等國家註冊本公司商標。本公司亦於二零零四年二月在中國互聯網絡信息中心註冊域名www.mienergy.com.cn。

本公司深知保護及加強智慧財產權的重要性，故力求將對業務至關重要的智慧財產權繼續於適當的範疇下及司法權區註冊。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及截至二零一零年六月三十日止六個月，本公司並未發現任何嚴重侵犯本公司智慧財產權的情況，且本公司相信已採取一切合理措施以防止任何智慧財產權的侵權行為。本公司目前並未發現任何有關侵犯協力廠商擁有的智慧財產權而對本公司或本公司附屬公司提出但未決或威脅提出的訴訟。本公司的勞動合同及採購合同包含保護機密資料及知識的保密條款。

環境事宜

本公司於中國運營，須遵守中央及地方政府環境保護局頒佈的各中國環境保護法律法規，同時亦須遵守吉林省省級及地方中國政府機構推出的環境保護規則。環境保護部負責制訂國家環境保護準則，地方環境保護局則可能會制訂更為嚴格的地方準則。

在向發改委或能源局呈交總體開發方案以獲批准前，本公司須取得環境影響評估報告的批文。而取得批文前，本公司須向有關環境保護機關呈交環境影響報告。呈交的文件必須表明有關項目符合的環境保護準則。一旦本公司取得發改委或能源局批准，地方及省級環境保護機關將監督本公司是否已遵守環境保護法律法規，將不時對本公司油田進行檢查。

本公司設有安全及環境保護部門。各油田及油井操作隊各有專員負責監視及確保落實環境保護及安全措施。本公司的環境保護措施集中於表層土壤保護、防洩漏處理及廢物處理。本公司的環保措施亦包括建立本公司自主的環保政策，根據國家及方政府以及中石油的有關政策及法規施行環保工作計劃、基於環保有關表現建立僱員評估標準、研究新項目或項目擴張的可行性及環境影響及積極監控本公司的經營及合同者的工作。本公司的環境保護政策就妥善處理、監測及管理在生產過程中排出的廢水及其他污染物制定標準，如對在鑽井及收集及循環再用廢水及其他污染物過程中防洩漏措施的規定。政策亦界定本公司僱員的職責，並授權執行本公司年度環境保護計劃及為本公司僱員提供環境保護培訓。本公司已訂立應急措施以管理、呈報及調查任何與污染、洩露及其他環境損害有關的潛在事件。本公司的應急管理措施遵循中石油及中國政府應對火災、人員傷亡、車輛事故、環境污染及設備故障等突發事件的程序近似。本公司已實施應急預案及響應控

業 務

制程序。本公司的生產團隊在實施應急計劃前亦會分析其可行性。本公司亦根據該等應急計劃每季進行項目全面演習，倘發生緊急情況，亦有指定協調員協調。對於排放超出規定水準的廢物，中國國家及地方環境保護法律法規將就此徵收費用，對於嚴重違規行為，將處以罰金，亦規定中國國家及地方政府可全權酌情關閉或暫停任何未能依令停止或改善其破壞環境的有關業務的場所。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年，本公司油田概無任何事故或本公司受罰金額總額概無對業務或經營業績有任何重大負面影響。

本公司聘用安社國際（ENSR International，一家國際環境保護顧問團體）檢討本公司的環境保護準則，並對本公司運營的三大油田進行環境保護實地評估。本公司已於二零零七年實施由安社國際建議的行動規劃並自此堅持該規劃。該計劃包括（其中包括）改善廢物處理、植被再生規劃、土壤及地下水評估、加強環境保護管理制度、環境管理培訓及環境合規審核。

中國環境保護法律現時並無要求本公司支付棄置費用。本公司於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年的財務報表計入有關拆除或棄置油井的有關費用，分別約人民幣27,700,000元、人民幣4,600,000元、人民幣7,000,000元及人民幣9,300,000元。

本公司基於其對有關拆除及棄置各井須予支付的現金的現值及將予拆除及棄置的油井數量預測，作出與之有關的撥備。於往績記錄期間，本公司並無有關拆除及棄置各油井的實際成本。鑒於產品分成合同對本公司棄置費用的責任限定並不明確，故本公司於二零零七年的預測乃基於截至二零零七年十二月三十一日止，本公司就所有現有井應付棄置費用的付款義務的詮釋予以估計。於二零零八年，本公司向其法律顧問尋求援助，並已在向其法律顧問諮詢協議的詮釋後，獲得有關澄清。本公司的中國法律顧問北京市中倫律師事務所告知本公司，其並無義務就產品分成合同屆滿後所棄置的井支付棄置費用。本公司的中國法律顧問亦告知，本公司的棄置義務僅適用於產品分成合同期內所棄置的井。本公司中國法律顧問的澄清使本公司於二零零七年後須支付棄置費用的井的估計數量有所減少。

根據產品分成合同，作業者應按照有關地方規章制度在完成各項石油作業後，恢復或收回作業場地。此外，根據產品分成合同，按有關當局或訂約方同意的方案所規定相關法定規例下於合同區開展石油作業，所有涉及生態環境保護措施的費用及開支（如報廢及土地整治）應記入作業者聯合賬戶中的淨成本，並由訂約方承擔。

因此，倘本公司在擔任作業者時拆除及棄置井，本公司有責任拆除及棄置井及復原土地。此外，根據產品分成合同，在合同期內涉及棄置井的所有棄置成本被視為生態環境保護費用，將根據產品分成合同記入聯合賬戶及由訂約方承擔。

當產品分成合同屆滿，本公司將不再為產品分成合同項下的作業者，亦非產品分成合同的訂約方，因而將再無棄置責任及不負責支付任何有關棄置井的棄置費用。

業 務

管理層定期審閱拆除及棄置各井的費用及將予拆除及棄置的井的數量預測。本公司董事相信，本公司擁有足夠集資計劃用以按可持續方式補救、修復、關閉及迁移設施。當本公司產生與拆除及棄置井有關的費用（包括按可持續方式補救、修復、關閉及迁移設施的費用）時，本公司會將此等費用記錄作操作費，而該操作費乃於該期通過產品分成合同結構在石油生產內回收。

各產品分成合同包括與陸上石油開採作業有關的環境保護及預防費用及開支。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零上半年，本公司的環境保護及預防費用及開支分別為人民幣5,890,000元、人民幣6,250,000元、人民幣6,040,000元及人民幣3,130,000元，分別佔本公司總經營開支的0.8%、0.5%、0.7%及0.5%。因本公司在進行（其中包括）鑽井活動會產生廢料及土地補救費用，故本公司的環境保護及預防費用於未來將隨其鑽探新井而繼續上升。基於本公司的當前計劃，本公司預期將於截至二零一零年及二零一一年十二月三十一日止年度分別產生環境保護及預防費用約人民幣9,880,000元及人民幣12,500,000元。除與鑽探新井有關的環境保護及預防費用增加外，本公司預期未來其環境保護及預防費用不會大幅上升。本公司現時並無涉及任何環境保護索償，且相信本公司的環境保護制度及設施就遵守適用的國家及地方環境保護規例而言，實屬恰當。本公司無法向閣下保證中國政府將不會頒佈任何新訂或更嚴謹的規例，且此等規例將產生額外的環境保護開支。

僱員

於二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，本公司的全職僱員人數分別為1,202、1,508、1,421及1,570名。下表載列本公司於二零一零年六月三十日按職能劃分的僱員人數：

職能	僱員人數
生產	1,401
技術服務	43
一般行政	126
總計	1,570

本公司大部分僱員位於中國。根據中國法律，本公司透過吉林省外國企業服務有限公司（或稱吉林外服，一家獲授權代表外資企業與當地僱員訂立勞動合同的第三方服務機構）僱用當地員工。本公司每月向吉林外服支付一筆款項作為僱員酬金，其中包括薪資、社會保險及住房公積金供款。此外，本公司的中國全職僱員參與多項僱員福利計劃，包括養老金、工傷福利、醫療福利計劃、失業保險及生育保險。勞動合同一般為期兩年。截至二零一零年九月三十日，本公司透過吉林外服僱用1,356名員工。於二零零七年、二零零八年、二零零九年或二零一零年上半年，本公司概無勞工短缺。

本公司的中國法律顧問北京市中倫律師事務所告知本公司，類似於與其僱員訂立直接僱傭協議的企業，通過外服僱用員工的企業須遵守相同的勞動法律及法規，並履行相同的法律義務，如支付僱員社會保險、醫療保險及住房公積金。儘管一般常規乃為企業分部通過外服僱用員工，但並無該安排的潛在涵義。

業 務

本公司聘用美世檢討其僱員購股權計劃及其他有關人力資源管理的事宜。

本公司向其全職僱員支付的酬金主要包括基本薪資、績效薪資及工齡工資及補貼等其他津貼。此外，本公司可根據經營業績全權酌情向其僱員獎勵年終花紅。每年將對行政及技術人員進行兩次績效評估，以確保本公司僱員可就彼等的績效獲得相應回報。本公司亦為僱員設立若干保險計劃。

本公司致力於為其管理人員及其他僱員提供持續教育及培訓計劃，以定期加強彼等的技能及知識。本公司僱用協力廠商顧問為其僱員提供培訓，並不時派遣高級僱員前往美國，於本公司業務合作夥伴雷德斯考特及Sneider Exploration, Inc.等進行培訓。本公司依據中國法律法規設有工會。本公司概無遭遇任何擾亂營運的罷工或其他勞工糾紛，亦相信本公司與其僱員之間維持良好的工作關係。

保險

為使本公司管道、鑽井機、其他機器及物品等財產及設備免受經營風險，本公司繼續就上述財產及設備投保。本公司為其營運持續所投保險包括財產損失保險、作業者額外費用保險（例如有限度重新鑽井、滲漏及污染開支）、協力廠商責任保險、業務中斷保險及工傷保險。本公司亦為六位人士提供關鍵人士保險，包括本公司四名執行董事及兩名經理，同時兼帶董事及高級職員保險。本公司已將其於以張先生為受益人的業務中斷保險及關鍵人士保險中的權益轉讓予中信嘉華銀行有限公司（後改名為中信銀行國際有限公司）。本公司已聘請保險顧問中怡保險經紀有限責任公司審閱我們的保單及慣例。本公司相信其投保水準與國際石油公司所投者相比，實屬恰當，且不相上下。然而，本公司所投保險可能無法涵蓋所有可預見風險，或因為有關保險並不適用，亦可能因保費成本過高。於往績記錄期間，本公司概無就其保單作出任何重大索償。

勞動及安全事宜

本公司依據政府規例制定其安全規則，並要求所有僱員及中石油的實習生遵守此等安全規則。本公司安全及環境保護部負責制定及落實安全指引及經營程式及準則。本公司亦為各油田委任一名經理，以確保油田僱員遵守本公司政策。本公司為其僱員定期開展安全培訓。

本公司規定所有僱員均須遵守工作崗位安全規則及政策，此等規則及政策乃基於中國安全生產法及其他適用的政府條例所作出。本公司的安全規則及政策同時亦符合ISO9000及ISO9001標準。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年，本公司於所有重大方面均符合一切適用的勞動及安全法律法規。作為大安、莫里青及廟3進行油氣開採許可證的持有人，中石油對中國政府頒佈的工作崗位安全規定共同負責。因此，中石油不時對本公司的設施及勞動安全管理慣例進行檢查，以確保符合相關工作崗位安全法規。於往績記錄期間及截至最後可行日期，本公司並未因未能遵守安全標準或中國法例而受重大影響。

於二零零九年九月一日，廟3油田發生一起人員死亡事故，意外發生時本公司四名員工中的一名正在調整鑽井機。本公司已根據其內部政策、有關法律、中石油及中國政府的有關政策及程序，

業 務

對事故進行全面調查。該調查結果顯示，事故乃由僱員操作機器失當所致，並非由本公司工作場所安全及職業健康措施不足導致。事故報告已由有關機關審批。一份調解及豁免協議已簽署，調解款項人民幣200,000元已支付予死者家屬。並無任何就此事故而針對本集團的法律訴訟。本公司的中國法律顧問北京市中倫律師事務所已確認，有關政府機關、家屬成員或死者受益人應無任何理由提起任何潛在法律訴訟。

本公司一直並將繼續致力及採取必要措施確保其僱員安全。該等措施包括確保本公司設備的設計、安裝、使用及維護符合國家及行業標準；向僱員提供職業安全教育及培訓，提高彼等的安全意識；向僱員提供合適的保護裝備。然而，基於此行業的危險性質，故本公司的預防措施未必能時刻奏效。請參閱「風險因素－與本公司及本公司業務有關的風險－本公司的業務可能受重大操作危險及自然災害影響，而本公司就其可能招致的損失投保的覆蓋面有限」。於往績記錄期間及截至最後可行日期，本公司並未受到此風險因素所述任何此類事故的重大影響。

本公司的中國法律顧問北京市中倫律師事務所告知本公司，本公司已獲得其經營有關的所有重大所須批准、執照及許可證，並已於往績記錄期間及截至最後可行日期遵守適用的中國法律及法規。基於本公司中國法律顧問的建議，董事相信本公司已獲得其經營有關的所有所須批准、執照及許可證，並已於往績記錄期間及截至最後可行日期遵守所有適用中國法律及法規。

法律訴訟及監管事宜

本公司現時並無涉及任何重大法律或行政訴訟，且概不知悉任何可能影響本公司開發或開採其油田的權利的法律索償或訴訟。然而，本公司可不時成為多宗在本公司日常業務過程中產生的法律或行政訴訟的涉事方。

中國法律法規規定本公司須取得中國相關當局的多項牌照、許可證及批准，以在中國進行石油開發及開採活動。於往績記錄期間及直至最後可行日期，本集團已獲所有相關牌照、許可證及批文。此外，中石油負責獲取若干與石油資產有關的重要牌照、許可證及批文，包括採礦許可證。是否能獲取有關牌照、許可證及批文非本集團所能控制，且該等重要牌照、許可證及批文歸屬中石油。下表呈列本公司已就本公司的營運獲得的主要牌照及許可證，以及各項牌照許可證的有效期。

牌照／ 批准／許可證	認可 實體	發行機關	發行 日期	到期日	詳情
營業執照	MIE	吉林省工商 行政管理局	二零零九年 二月二十七日	二零一五年 十一月十六日	MIE獲准開發 大安油田、 廟3油田、 吉林莫里青油田 及勝利油田 區塊64
中國取水許可證	MIE	大安市水利局	二零一零年 七月三十日	二零一五年 七月三十日	大安市地下水 採用批准

業 務

牌照／ 批准／許可證	認可 實體	發行機關	發行 日期	到期日	詳情
中國取水許可證	MIE	大安市水利局	二零一零年 五月三十一日	二零一五年 五月三十一日	大安項目項下 15,000立方米 限額地下水 採用批准
中國取水許可證	MIE	大安市水利局	二零零七年 六月五日	二零一一年 六月五日	從DB5-7第4及 第5組地下水 採用批准
中國取水許可證	MIE	伊通滿族自治縣 水利局	二零零七年 七月一日	二零一二年 七月一日	莫里青項目下 勝利村 三道鄉 屯邊地下水 採用批准。 取水限額為每年 10,800立方米。
中國取水許可證	MIE	蒙古前郭爾羅斯 蒙古族自治縣 水利局	二零零八年 一月七日	二零一三年 一月七日	廟3項目下深井 地下水。取水 限額為每年 20,000立方米。

本公司的對沖政策

訂立對沖交易

本公司進行對沖交易旨在防範油價下滑的風險。本公司於任何購買期權協議項下的最高潛在負債為已付權利金金額。本公司擁有對沖政策，管理本公司訂立的對沖交易。僅大型國際金融機構活躍於主要石油對沖市場，而本公司僅挑選聲譽最佳及資產情況良好的金融機構作為其對手，且本公司不會透過小型經紀行或於第二市場購買。張先生及Forrest L. Dietrich先生（均為本公司執行董事及於石油行業擁有逾20年經驗）定期監控石油價格並就訂立石油對沖交易的合適石油價格及數量向董事會及管理層作出建議。本公司亦使用若干於石油對沖業務中活躍的知名銀行及若干行業及金融刊物向其提供有關新聞、經濟事件及其他影響國際石油價格因素的每日市場資訊。該等銀行亦向本公司提供石油的現貨及期貨價格，以及彼等對石油價格的見解。根據本公司管理層的專業知識及該等銀行提供的資料以及其他市場資訊及新聞，本公司對其後一至兩年的石油價格變動構建觀點，並基於其石油生產及投資計劃來決定對沖交易將予以涵蓋的每月產量數量。在進行對沖交易前，本公司要求少數活躍於石油對沖市場且財務實力雄厚的知名主要銀行報價。在考慮潛在對手時，本公司將審閱銀行的公開財務資料，以核實銀行達致若干財務基準，包括資產總值1,000億美元、資產淨值1,000億美元及市值50億美元。根據本公司搜集所得的市場資料，本公司將編製油價市場分析，包括過往及未來走勢，連同所收報價的比較。該報告隨後將先由兩位執行董事審閱及評價，方向董事會作出推薦意見。在審議採納報價時，本公司會考慮鎖定價、協議款項及其他條款及啟動對沖安排的時限度。本公司將隨後訂立一年至兩年的安排，以管理油價下跌的風險。所有石油對沖交易須獲董事會批准。

業 務

本公司的對沖政策禁止投機性石油對沖。所訂立的石油對沖乃涵蓋本公司每月石油產量合理的一部分。管理層於作出石油對沖決定時考慮年度石油產量、石油價格遠期曲線、每年的預期鑽探投資、自該等投資所獲取的產量及稅收及政府政策等因素。本公司的石油對沖交易限於涵蓋石油價格可在更大程度的確定性下予以釐定的一段合理期間，通常最長為兩年，並旨在防範油價下滑的風險。本公司會透過僅挑選活躍於石油對沖市場且財務實力雄厚的知名主要銀行及透過要求延遲支付權利金，使本公司得以於對沖安排期內攤長付款時間，從而減低對手風險。在進行對沖交易後，本公司密切監視石油價格，關注任何有關本公司對手的新聞、對手的財務表現及彼等財務狀況的任何變動。本公司管理層亦定期舉行會議，以檢討油價走勢及本公司對沖狀況及政策的成效。

監控對沖交易

本公司的石油認沽期權每月自動結算，結算日期乃於認沽期權協議中指定，通常為每個月最後一日後的第五至第九日。原油浮動價格的計算乃基於有關月份內每個交易日基準石油價格的每日結算價的算術平均數。

管理層緊密監控石油價格變動，並每月結算石油認沽期權。於對沖交易中，本公司的最大風險為支付予對手的權利金，及於支付石油認沽協議所載的預先或遞延對沖權利金後，所有月度或任何其他結算將為零或給予本公司的付款。

退出對沖交易

本公司通常於石油認沽期權屆滿時退出現有對沖交易，通常為本公司首次訂立該等交易後的一至兩年內。

與控股股東的關係及關連交易

概述

緊隨〔●〕完成後，但未計及行使根據股份獎勵計劃授出的任何購股權或根據購股權計劃可能授出的任何購股權而可能配發及發行的任何股份，本公司控股股東FEEL將直接擁有本公司已發行股本約〔●〕%，而趙先生及張先生將分別直接擁有FEEL已發行股本約90%及9.99%。

獨立於本公司控股股東

經考慮下列因素後，本公司董事認為〔●〕後本集團能夠獨立於本公司控股股東及彼等的聯繫人經營業務。

經營管理及行政獨立

本公司董事會由八名董事組成，其中四名為執行董事，一名為非執行董事，及其餘三名為獨立非執行董事。

本公司各董事知悉彼作為本公司董事的誠信職責，要求（其中包括）彼代表本公司及以本公司最佳利益行事，及彼作為董事的職責與其個人利益不可發生任何衝突。倘本集團將與本公司董事或彼等各自的聯繫人訂立的任何交易產生潛在的利益衝突，相關董事須於本公司有關董事會會議上就該等交易放棄投票，且不得計入法定人數。此外，本公司擁有一支獨立作出業務決策的高級管理層團隊。本公司三名獨立非執行董事亦將對本公司董事會的決策程序作出獨立判斷。

儘管執行董事張先生及趙先生均為FEEL的控股股東，本集團本身亦擁有獨立於FEEL運作的管理層團隊。

於整個或幾乎整個往績記錄期間，本集團大部分高級管理層成員在本公司業務中承擔高級管理監督責任。本集團高級管理層團隊的責任包括處理本集團的經營及財務調研以及存貨管理事宜、作出一般資本支出決策及日常執行業務策略，以確保本集團的日常管理及經營獨立於FEEL的日常管理及經營。進一步詳情載於本文件「董事及高級管理層」一節。

業務的明確劃分

FEEL於二零零三年五月十六日根據香港法例註冊成立，為一家投資控股公司。因此，本公司認為本公司所進行業務活動的性質，與FEEL所進行的業務活動截然不同，本公司業務與FEEL的業務界限明確。

與控股股東的關係及關連交易

財務獨立

本公司設有獨立的財務制度，根據本公司自身的業務需要作出財務決定。本公司董事確認，由本公司控股股東以本公司為受益人提供的任何擔保、貸款或抵押將於〔●〕前解除或結清（視情況而定），包括FEEL持有本公司51%普通股以及張先生及趙先生持有FEEL 51%普通股的股份抵押，有關進一步詳情載於本文件「財務資料－債務」一節。本公司認為，〔●〕後本公司能夠自獨立第三方獲得融資（倘需要），而無需依賴本公司控股股東。因此，〔●〕後本公司的財務將獨立於本公司控股股東。

經考慮上述原因後，本公司董事認為〔●〕後本公司能夠獨立於本公司控股股東（包括其任何聯繫人）經營業務。

本公司控股股東作出的不競爭承諾

為保持日後本公司各自業務的明確界限，FEEL、張先生及趙先生（統稱「承諾人」）已共同及個別訂立不競爭契據，據此，各承諾人已向本公司（為其本身及代表其附屬公司）承諾，於不競爭期間（定義見下文），彼等各自不會（無論作為委託人或代理以及不論直接或間接進行（包括透過彼等的任何聯繫人、附屬公司、合夥公司、合資企業或其他合同安排），以及不論為賺取溢利或其他目的）經營、從事、投資、參與任何有關石油勘探、開發及生產業務及本公司不時進行或經營的其他業務（「受限制業務」）或以其他方式於其中擁有權益。

儘管有上文所述，各承諾人仍可：

- (a) 於本公司首先獲提供或獲得而經本公司獨立非執行董事或股東根據相關法律及法規規定審閱及批准後已放棄經營、從事、投資、參與該受限制業務或以其他方式於其中擁有權益的機會後，及承諾人應提供本公司合理要求的資料以便對該業務機會作出知情評估，經營、從事、投資、參與該受限制業務或以其他方式於其中擁有權益，惟任何承諾人（或任何彼等的聯繫人）其後從事、投資、參與該受限制業務或以其他方式於其中擁有權益的主要條款於任何重大方面不得優於本公司獲提供或獲得的主要條款。
- (b) 擁有從事任何受限制業務公司的股份或其他證券（無論有否在任何證券交易所上市）權益，惟：
 - (i) 承諾人合共擁有的權益不得導致可在該公司股東大會上行使或控制行使5%或以上投票權或控制該公司董事會大部分成員的組成；及
 - (ii) 另有獨立股東（個別或與其聯繫人合共）一直直接或間接擁有的權益可於該公司股東大會上行使或控制行使多於承諾人可行使的投票權，或控制該公司董事會大部分成員的組成。

與控股股東的關係及關連交易

不競爭契據所載的「不競爭期間」指〔●〕起至以下較早日期止的期間：

- (a) 承諾人（個別或共同）及／或任何彼等的聯繫人個別或共同不再為本公司控股股東（定義見上市規則）之日；及
- (b) 〔●〕。

根據不競爭契據，倘在不競爭期間任何承諾人有意出售任何受限制業務或任何受限制業務中的任何權益，則承諾人須先行給予本公司收購該業務或權益的權利，而承諾人在本公司拒絕該要約之後向任何第三方進行該出售的條款，不得優於本公司可獲的條款。

本公司控股股東亦已承諾向本公司提供年度確認書，確認其及其聯繫人並無違反不競爭契據的條款，並在承諾人對第三方負有保密限制的規限下提供所有必要資料供獨立非執行董事及專業顧問（倘彼等要求）對執行不競爭契據的情況進行年度審閱。

本公司將就不競爭契據的可執行情況採納下列措施：

- (a) 本公司獨立非執行董事將每年審閱不競爭契據的遵守情況，包括本公司控股股東根據不競爭契據接納本集團拒絕接受的機會而產生的任何潛在利益衝突及競爭；及
- (b) 本公司將在其年度報告內或以向公眾刊發公佈的方式披露本公司獨立非執行董事就遵守及執行不競爭契據所審閱事宜作出的決定。

本公司董事認為，本集團所採取的措施已足夠保障不競爭契據的有效性。

確認

本公司各控股股東已向本公司確認，於最後可行日期，彼等及彼等的聯繫人並無於與本集團業務直接或間接構成競爭或可能構成競爭，且根據上市規則第8.10條須作披露的任何業務（本集團業務除外）中擁有任何權益。截至最後可行日期，本公司董事概無於任何可能與本集團業務直接或間接構成競爭的任何業務中擁有權益。

與控股股東的關係及關連交易

本公司執行董事、董事長兼首席執行官張先生的配偶趙江波女士（「張夫人」）及本公司執行董事、副董事長兼高級副總裁趙先生目前分別擁有吉林國泰70%及30%的權益。作為吉林省松原最大的油田服務供應商之一，吉林國泰主要從事修井、測井、固井、壓裂、井下作業以及鑽井及提取用具的處理及銷售。自二零零七年以來，吉林國泰一直向本集團提供各種油田服務。本集團作為油田作業者從事石油行業，而吉林國泰則提供輔助油田作業的油田服務。本公司董事認為吉林國泰作為本集團的服務供應商，提供補充本集團作業的油田服務並從事有關業務。因此，吉林國泰的業務與本公司的業務間並無直接或間接的競爭關係。本公司認為將吉林國泰（輔助油田服務供應商）併入本集團與本集團當前集中擴張戰略不符。

本公司的控股股東FEEL目前擁有United Petroleum USA, LLC（一家於二零零四年九月二十一日根據特拉華州法律註冊成立的有限公司），以收購北美的油氣項目。自其註冊成立以來，其僅涉足極其有限的活動，如評估潛在收購，且並未自任何活動購入或收取任何收入。United Petroleum USA, LLC目前正處於清盤過程，本公司預計清盤程序將於〔●〕前完成。因此，上市規則第8.10條並不適用於United Petroleum USA, LLC。

企業管治措施

本公司已採納上市規則附錄14的企業管治常規守則（「守則」）。守則載列良好企業管治的原則，內容有關（其中包括）董事、董事長及首席執行官、董事會組成、委任、重選及免除董事、彼等的職責及薪酬以及與股東的溝通。本公司將於其中期及年度報告內載述其是否已遵守守則，並於企業管治報告（將載於其年度報告）內提供其偏離守則的詳情及原因。本公司亦須遵守上市發行人董事進行證券交易的標準守則，該守則規定（其中包括）禁止董事進行證券交易及對少數股東權利的保障。因此，本公司董事信納〔●〕後本公司已採取足夠的企業管治措施，以協調本集團與本公司控股股東之間的利益衝突，並保障少數股東的權利。

此外，於〔●〕後，本公司董事將須遵守上市規則的條文，及若干事項須由本公司獨立非執行董事審閱。本公司董事認為本公司董事會大部分成員為獨立非執行董事，將提升本公司整體企業管治水平。

除上述保障措施外，本公司獨立非執行董事將就本公司控股股東所提供的資料進行年度審閱（「年度審閱」）。於年度審閱後，本公司獨立非執行董事將決定是否就遵守及執行不競爭契據行使本公司權利。本公司將透過年度報告或以向公眾刊發公佈的方式披露有關年度審閱事宜的所有決定。本公司控股股東將提供年度審閱及執行不競爭契據的所有必要資料，此後彼等將於本公司年度報告內就不競爭契據的遵守及遵守的方式作出年度聲明。

與控股股東的關係及關連交易

持續關連交易

本公司已與其多名關連人士訂立〔●〕後將不時持續的各類交易。以下載述有關該等持續關連交易的進一步詳情。

第一類 – 豁免遵守獨立股東批准規定的持續關連交易

關連人士	交易性質
張夫人	(A) 張夫人向本公司出租汽車
張夫人	(B) 張夫人向本公司出租辦公室
吉林國泰.....	(C) 吉林國泰向本公司出租汽車

第二類 – 非豁免持續關連交易

關連人士	交易性質
吉林國泰.....	(E) 吉林國泰向本公司提供油田服務

第一類 – 豁免遵守獨立股東批准規定的持續關連交易

(A) 張夫人向本公司出租汽車

張夫人是本公司執行董事、董事長兼首席執行官張先生的配偶，因此為本公司的關連人士。

本公司於二零一零年十一月二十三日與張夫人訂立框架汽車租賃協議（「汽車租賃協議」），據此，張夫人同意不時向本公司出租多輛汽車，以用於本集團的日常業務經營，惟有待張夫人與本公司根據汽車租賃協議訂立個別合同。張夫人自二零零八年以來定期將大量汽車（私家車）租賃予本公司。考慮本公司與張夫人的長期合作關係，本公司認為繼續直接從張夫人處租賃車輛更為方便。本公司支付張夫人的租賃費將根據正常商業條款由雙方按公平基準磋商釐定，且其條款不得遜於獨立第三方向本集團所提供者。汽車租賃協議由〔●〕起至二零一二年十二月三十一日止有效，並將由本公司根據上市規則第14A章按相同條款每三年自動續新。

過往金額

鑒於本公司於二零零八年一月一日開始自張夫人租賃汽車，故該等交易的過往金額僅涉及二零零八年一月一日至二零一零年六月三十日期間。截至二零零九年十二月三十一日止兩個財政年度各年及截至二零一零年六月三十日止六個月，本公司支付張夫人的租賃費總額分別約為人民幣2,200,000元、人民幣4,300,000元及人民幣2,000,000元。

與控股股東的關係及關連交易

建議上限及上限基準

截至二零一零年十二月三十一日、二零一一年十二月三十一日及二零一二年十二月三十一日止三個財政年度，預期本公司根據汽車租賃協議將支付予張夫人的年度租賃費總額將分別不超過人民幣4,500,000元、人民幣5,000,000元及人民幣5,500,000元。建議上限乃參考張夫人與本公司之間交易的過往價值及本公司將自張夫人租賃汽車的預期需求增加，並經考慮本集團的業務增長前景後釐定，此與本集團資本支出的增加相符。此外，基於本公司預計在大安、莫里青及廟3油田擴大作業及本公司計劃進一步投資及擴大本公司業務經營，本公司預期將需要更多車輛以協助本集團日常經營。

(B) 張夫人向本公司出租辦公室

本公司於二零一零年一月一日及二零一零年九月二十八日與張夫人分別訂立租賃協議及補充協議（統稱「現有租賃協議」），據此，張夫人同意於二零一零年一月一日起至二零一零年十二月三十一日止期間，向本公司出租總面積約524.79平方米的兩個辦公室（「辦公室物業」）作為本公司的總部，地址為中國北京朝陽區慧忠路5號遠大中心C座402及406室，年度租費總額約為人民幣1,130,000元。本公司亦於〔●〕與張夫人訂立租賃協議（「新租賃協議」），據此，張夫人同意於二零一一年一月一日起至二零一二年十二月三十一日止期間，向本公司出租辦公室物業。根據新租賃協議，截至二零一二年十二月三十一日止兩個年度各年的月度租金分別約為人民幣108,000元及人民幣125,000元。獨立物業估值師仲量聯行西門有限公司已確認，本公司現時應付予張夫人的租費乃基於現行市價釐定，現有租賃協議的其他條款乃按正常商業條款及條件訂立。

過往金額

鑒於本公司僅於二零零八年一月一日開始自張夫人租賃辦公室物業，故該等交易的過往金額僅涉及二零零八年一月一日至二零一零年六月三十日期間。截至二零零九年十二月三十一日止兩個財政年度各年及截至二零一零年六月三十日止六個月，本公司支付予張夫人的年度租賃費總額分別約為人民幣1,000,000元、人民幣1,300,000元及人民幣700,000元。

建議上限及上限基準

截至二零一零年十二月三十一日、二零一一年十二月三十一日及二零一二年十二月三十一日止三個財政年度，預期本公司根據現有租賃協議及新租賃協議將支付予張夫人的年度租賃費總額將分別不超過人民幣1,200,000元、人民幣1,300,000元及人民幣1,500,000元。

截至二零一零年十二月三十一日止年度的建議上限反映現有租賃協議項下的年度租金。截至二零一一年十二月三十一日及二零一二年十二月三十一日止兩個年度各年的建議上限反映本公司根據新租賃協議應付予張夫人的租金費。

與控股股東的關係及關連交易

(C) 吉林國泰向本公司出租汽車

吉林國泰由張先生的配偶張夫人擁有70%，及由本公司執行董事、副董事長兼高級副總裁趙先生擁有30%，因此吉林國泰為本公司的關連人士。

本公司於〔●〕與吉林國泰訂立框架汽車租賃協議（「國泰汽車租賃協議」），據此，吉林國泰同意不時向本公司出租多輛汽車，以用於本集團的日常業務經營，惟有待吉林國泰與本公司根據國泰汽車租賃協議訂立個別合同。租賃費將根據正常商業條款由雙方按公平基準磋商釐定，且其條款不得遜於獨立第三方向本集團所提供者。國泰汽車租賃協議由〔●〕起至二零一二年十二月三十一日止有效，並將由本公司根據上市規則第14A章按相同條款每三年自動續新。

過往金額

截至二零零九年十二月三十一日止三個年度各年及截至二零一零年六月三十日止六個月，本公司就租賃汽車支付予吉林國泰的過往年度租賃費分別約為人民幣1,300,000元、人民幣1,700,000元、人民幣3,600,000元及人民幣1,100,000元。

建議上限及上限基準

截至二零一零年十二月三十一日、二零一一年十二月三十一日及二零一二年十二月三十一日止三個財政年度，預期本公司根據國泰汽車租賃協議將支付予吉林國泰的年度租賃費總額將分別不超過人民幣2,300,000元、人民幣3,000,000元及人民幣3,600,000元。

建議上限乃參考吉林國泰與本公司之間交易的過往價值及本公司將自吉林國泰租賃汽車的預期需求增加，並經考慮本集團的業務增長前景後釐定，此與本集團資本支出的增加相符。此外，基於本公司預計在大安、莫里青及廟3油田擴大作業及本公司計劃進一步投資及擴大本公司業務經營，本公司預期將需要更多車輛以協助本集團日常經營。

與控股股東的關係及關連交易

第二類 – 非豁免持續關連交易

(D) 吉林國泰向本公司提供油田服務

本公司於〔●〕與吉林國泰訂立框架油田服務協議（「油田服務協議」），據此，吉林國泰同意不時向本公司提供各類油田服務，包括修井服務、測井服務、油罐運輸服務、油田建設相關工程及其他石油作業相關服務，惟有待吉林國泰與本公司根據油田服務協議訂立個別合同。服務費將根據正常商業條款由雙方按公平基準磋商釐定，且其條款不得遜於獨立第三方向本集團所提供者。油田服務協議由〔●〕起至二零一二年十二月三十一日止有效，並將由本公司根據上市規則第14A章按相同條款每三年自動續新。倘吉林國泰不向本公司提供油田服務，本公司預期自獨立第三方獲得類似服務並無任何困難。

過往金額

截至二零零九年十二月三十一日止三個財政年度各年及截至二零一零年六月三十日止六個月，本公司就提供該等油田服務支付予吉林國泰的年度服務費總額分別約為人民幣68,600,000元、人民幣92,800,000元、人民幣77,300,000元及人民幣61,900,000元。

建議上限及上限基準

截至二零一零年十二月三十一日、二零一一年十二月三十一日及二零一二年十二月三十一日止三個財政年度，預期本公司根據油田服務協議將支付予吉林國泰的年度服務費總額將分別不超過人民幣130,000,000元、人民幣169,000,000元及人民幣202,800,000元。

建議上限乃參考本公司與吉林國泰之間交易的過往交易價值及本公司對該等服務的預計需求，並經考慮本集團的業務增長前景後釐定，此與本集團資本支出的增加、聯合管理委員會根據總體開發方案所批准的年度預算（惟（其中包括）預期將在二零一零年及二零一一年的油田鑽探的井數分別為200口及367口）及本文件「附錄五 – 獨立技術報告」一節所載的在二零一二年總共鑽探398口井的開發方案相符。因此，根據本公司預期將鑽探的井數增加及本公司經營的油田總體開發方案，本公司預計需要更多油田服務。

上市規則含義

第一類 – 豁免遵守獨立股東批准規定的持續關連交易

由於上市規則所載釐定上文(A)至(C)段持續關連交易的關連交易價值的各有關適用百分比比率（即不適用的溢利率及股本比率除外）按年計算預期將低於5%，或各有關適用百分比比率按年計算預期將高於5%但低於25%，且各項有關交易的年度對價預期將少於10,000,000港元，因此該等交易豁免遵守上市規則的獨立股東批准規定，但須遵守上市規則的申報及公佈規定。

與控股股東的關係及關連交易

第二類 – 非豁免持續關連交易

由於上市規則所載釐定上文(D)段非豁免持續關連交易的關連交易價值的一項或多項有關適用百分比比率（不適用的溢利率及股本比率除外）按年計算預期將為5%或以上，或各有關適用百分比比率按年計算預期將為5%或以上但低於25%，且有關交易的年度對價預期將為10,000,000港元或以上，因此有關交易須遵守上市規則的申報、公佈及獨立股東批准規定。

董事有關持續關連交易的意見

本公司董事（包括本公司獨立非執行董事）認為，所有持續關連交易乃按及將按正常商業條款或對本集團更為有利的條款進行，並符合本公司股東整體利益，且於本集團一般及日常業務過程中訂立，屬公平合理及符合本公司及其股東整體的利益，及本節所披露的各項有關持續關連交易的建議年度上限對本集團而言屬公平合理。

豁免持續關連交易

除上述持續關連交易外，〔●〕後吉林國泰將繼續向本公司提供石油生產設備及零件，該交易構成上市規則下的獲豁免持續關連交易。在此情況下，上市規則下的適用百分比比率按年計算將低於0.1%，因此該交易將豁免遵守上市規則第14A章的申報、公佈及獨立股東批准規定。

董事及高級管理層

董事會

本公司董事會負責並擁有一般權力管理及經營本公司業務。

本公司董事會由八名董事組成，其中四名執行董事，一名非執行董事，其餘三名為獨立非執行董事。執行董事的任期不超過三年，而本公司非執行董事及獨立非執行董事的首任任期為三年。本公司三分之一的董事須在每屆股東週年大會上重選，而每名董事須至少每三年在股東週年大會上重選一次。

姓名	年齡	職位	開始擔任董事的日期
張瑞霖先生	39	執行董事、董事長兼首席執行官	二零零八年三月二十日
趙江巍先生	38	執行董事、副董事長兼高級副總裁	二零零八年十二月十九日
Forrest L. Dietrich先生	58	執行董事、高級副總裁兼授權代表	二零零八年十二月十九日
麥雅倫先生	49	執行董事、首席財務官、聯席公司秘書、高級副總裁兼授權代表	二零零九年七月九日
王旻先生	46	非執行董事	二零一零年六月二十二日
Stephen Law先生	48	王旻先生的替任董事	二零一零年六月二十五日
梅建平先生	50	獨立非執行董事	二零一零年十一月〔●〕日
Jeffrey W. Miller先生	48	獨立非執行董事	二零一零年十一月〔●〕日
才汝成先生	59	獨立非執行董事	二零一零年十一月〔●〕日

董事

執行董事

張瑞霖，39歲，自二零零八年三月二十日起出任本公司執行董事、董事長兼首席執行官。彼連同趙先生均為FEEL的控股股東，且張先生為趙先生的內弟。隨著FEEL於二零零三年八月向Microbes Inc. (微生物) 收購MIE後，張先生於二零零三年九月加入本公司，自此一直擔任MIE的董事。彼主要負責監管本公司整體戰略、規劃及日常管理與經營。張先生在油氣行業擁有逾20年經驗，彼於一九八九年曾擔任中石油油田工人及技術員，並在當地一家油田服務公司吉林三環石油化工有限公司任主席兼總經理逾五年，從而累積經驗。於二零零三年五月，彼在香港創辦FEEL，並藉此向Microbes Inc. (微生物) 收購MIE。張先生為中國全國人民代表大會松原市委員會委員。張先生於一九九五年畢業於吉林油田職業教育中心。

董事及高級管理層

趙江巍，38歲，自二零零八年十二月十九日起出任本公司執行董事、副董事長兼高級副總裁。彼為本公司控股股東之一，亦為張先生的內弟。趙先生在油氣行業擁有逾17年經驗，彼於一九九三年至一九九九年在中石油吉林油田擔任技術員，並於二零零零年至二零零三年任吉林三環石油化工有限公司技術部門經理，從而累積經驗。隨著FEEL於二零零三年八月向Microbes Inc. (微生物) 收購MIE後，趙先生於二零零三年九月加入本公司，自此一直擔任MIE的董事。彼現時並將繼續主要負責協助董事長監管大安、莫里青及廟3油田的營運。於一九九九年，趙先生取得大慶石油學院文學士學位。

Forrest Lee Dietrich，58歲，自二零零八年十二月十九日起出任本公司執行董事兼高級副總裁。在二零零二年一月加入本公司之前，Dietrich先生於一九九四年加入Microbes, Inc. (微生物)，並在產品分成合同不同開發階段擔任技術及管理數職。彼主要負責中期及長期規劃與儲量管理。Dietrich先生在油氣行業擁有逾35年經驗，彼於一九八五年至一九九四年在德克薩斯州達拉斯設立的一家石油公司Greenwich Oil Corporation任營運副總裁，並自一九七四年至一九八五年在德克薩斯州及加利福尼亞州的Texaco USA (Getty Oil) 歷任區域工程主管、評估專員及規劃協調員及主管工程師職務。自一九七二年以來，Dietrich先生一直為石油工程師協會會員，並自一九八四年起成為德克薩斯州專業工程師。彼為石油工程師協會著有及合著四篇關於微生物強化採油的技術論文並在其技術會議上提出其中三篇。於一九七四年，Dietrich先生取得美國賓西法尼亞州立大學石油及天然氣工程理學士學位。

麥雅倫，49歲，自二零零九年七月九日起出任本公司執行董事。彼亦為本公司首席財務官、聯席公司秘書兼高級副總裁。於二零零八年十一月，麥先生加入本公司擔任首席財務官，彼於財務及會計方面擁有逾26年經驗。彼之前擔任中信21世紀有限公司（一家在聯交所上市的公司）的首席財務官逾三年。在成為首席財務官之前，麥先生為投資銀行家並在投資銀行業擁有逾11年經驗。彼曾出任Peregrine的助理董事、Citicorp的執行董事及一家香港證券公司的投資銀行部門的董事總經理及主管。麥先生亦曾擔任CVC Asia Capital及Citicorp的投資總監逾三年，負責私募股本業務。麥先生在從事投資銀行及私募股本職業前，曾在香港羅兵咸永道會計師事務所（英文名稱其後改為PricewaterhouseCoopers）以及加拿大KPMG及Deloitte從事會計專業達七年。麥先生持有加拿大英屬哥倫比亞大學商學士學位。彼為加拿大特許會計師協會認證的特許會計師。

非執行董事

王斌，46歲，自二零一零年六月二十二日起出任本公司非執行董事。王先生為TPG的合夥人、TPG Greater China的副董事長兼TPG Growth North Asia的負責人。彼在加入TPG之前，自二零零零年七月至二零零六年一月曾出任TOM集團有限公司的首席執行官兼執行董事。自一九九三年七月至二零零零年五月期間，彼曾在高盛紐約及香港擔任多個職務（包括執行董事）。在加入高盛之前，王先生曾擔任美國芝加哥州McKinsey & Co.的戰略顧問。此外，王先生為Amerinvest Group of Companies的主席。彼亦為中國人民政治協商會議雲南省第十屆委員會常務委員會委員。王先生持有中國雲南大學理學士學位，以及英國牛津大學哲學、政治及經濟學文學士學位及土地管理碩士學位。

董事及高級管理層

Stephen Cheuk Kin Law，48歲，自二零一零年六月二十五日獲委任為本公司非執行董事王毓先生的替任董事。Law先生為TPG Growth的董事總經理。Law先生於二零零六年七月加入TPG，在此之前，彼為Morningside Technologies Inc Limited (「Morningside」) 的董事，負責私人股本組合。在加入Morningside前，Stephen在會德豐有限公司 (「會德豐」) 及有線寬頻通訊有限公司 (「有線寬頻」) 任職，負責企業財務及發展，專注於中國及香港多項業務。Law先生在加入會德豐及有線寬頻前曾於多家跨國公司擔任地區財務總監。Law先生為英格蘭及威爾斯特許會計師公會會員、香港會計師公會會員及香港執業會計師。彼為香港會計師公會理事會成員、Corporate Governance Award Organizing Committee主席及Corporate Finance Committee副主席。Law先生持有英國伯明翰大學理學學士學位及赫爾大學工商管理碩士學位。

獨立非執行董事

梅建平，50歲，於二零一零年十一月〔●〕日起出任本公司獨立非執行董事。自二零零六年起，梅先生一直擔任中國北京長江商學院金融學教授，並自二零零四年起任賓夕法尼亞大學沃頓學院金融機構研究中心學者。彼自一九九六年至二零零五年任紐約大學金融學副教授，並自一九九零年至一九九五年任紐約大學金融學助理教授。自二零零三年至二零零八年，彼亦曾在清華大學執教，任特聘金融學教授。梅先生自二零零零年起任上海張江金融灘網絡有限公司董事會主席，並自一九九九年任Cratings.com Inc., USA的董事。自二零零九年以來，梅先生任寶龍地產控股有限公司 (一家於聯交所上市的公司) 及中德證券有限責任公司董事會成員。梅先生曾出任德意志銀行、瑞士銀行、美國保誠保險和亞洲開發銀行等多家金融機構的顧問。他曾出版多本關於金融的書籍和發表多篇文章。梅先生於一九八二年獲復旦大學數學學士學位，並分別於一九八八年及一九九零年獲普林斯頓大學經濟學碩士學位和經濟學博士學位 (金融)。

Jeffrey W. Miller，48歲，自二零一零年十一月〔●〕日起出任本公司獨立非執行董事。Miller先生在油氣行業擁有逾25年經驗。自二零零八年以來，Miller先生一直擔任Mercuria Energy Trading Inc. (全球最大的獨立物理能源貿易公司之一) 上游投資董事。彼負責Mercuria及其若干聯屬公司的石油及天然氣資產 (大部分位於北美洲和南美洲) 的全球投資組合。在加入Mercuria之前，自二零零四年至二零零八年四年期間，Miller先生擔任Moncrief Oil International總裁，該公司為一家石油及天然氣私營公司，在前蘇聯及北美洲擁有資產。在Moncrief開展其職業生涯前，Miller先生於一九九三年加入UBS AG (其前身為Dillon, Read & Co)，擔任全球能源投資銀行董事總經理。Miller先生曾為投資銀行家，主要活動於能源業，在企業融資方面擁有豐富經驗。如上所載，Miller先生在其職業生涯中參與大量交易，包括首次公開發售、債務發售及併購，均要求具備金融分析方面的專業知識。作為投資銀行家，Miller先生亦在估值分析方面掌握豐富經驗，其中估值分析涉及審閱及分析公眾及私有公司的經審核財務報表。Miller先生的專業職業生涯始於在Exxon任石油工程師這一技術職務。Miller先生以優異成績取得德克薩斯州農工大學石油工程學學士學位，並取得哥倫比亞商學院工商管理碩士學位。

董事及高級管理層

才汝成，59歲，自二零一零年十一月〔●〕日起出任本公司獨立非執行董事。才先生在油氣行業擁有逾30年經驗。自一九六八年至二零零四年，才先生在中石化山東省勝利油田工作，曾擔任油田地質科科長、油廠工程處處長及首席地質學家。自一九九八年至二零零三年，才先生獲委任及擔任中石化技術委員會高級委員，兼中石化高級成員委員會發展專家小組組長。自二零零四年起，才先生從上述職位退任。才先生現為山東石油學會董事會副會長兼秘書。才先生為高級工程師，並於一九六七年獲得中國地質大學（前稱為北京地質學院）油氣勘探學士學位。

高級管理層

本公司高級管理層成員

寧德玉，41歲，自二零零七年十月起出任本公司執行副總裁。寧先生現擔任大安、莫里青和廟3項目的總經理。寧先生在油氣行業擁有逾16年經驗，彼於二零零七年加入MIE前為中石油吉林油田的技術員、科長及副廠長，並自二零零五年至二零零七年任中石油吉林油田對外合作及合資經營部門的項目經理，從而累積經驗。寧先生畢業於大慶石油學院，並取得採油工程學士學位，現為高級工程師。

崔雨佳，34歲，自二零零四年十二月起出任本公司董事長助理。崔先生在公司財務方面擁有逾10年經驗。在二零零四年加入MIE前，崔先生曾任中科英華高技術股份有限公司附屬公司長春熱縮材料有限公司的財務經理。於二零零四年至二零零八年，彼擔任MIE的財務經理。崔先生畢業於長春稅務學院，並取得國際會計學學士學位。

王長林，60歲，自二零零三年十月起出任本公司董事長的資深顧問及董事會辦公室主任。王先生負責公司層面的經營及管理。彼在油氣行業擁有逾30年經驗。在二零零三年加入MIE前，王先生於中石油吉林油田擔任科長、辦公室主任及副廠長等多個職務，因而在油田的經營及管理方面累積豐富經驗。王先生取得中共吉林省委黨校學士學位，現為高級經濟師。

壽鉉成，60歲，自二零零九年十一月一日起出任本公司高級副總裁。壽博士於二零零九年十一月加入本公司，並負責本公司的發展及拓展。壽博士在油氣行業擁有逾38年經驗，一九八五年至二零零四年期間，在中石油天然氣集團內（包括中國石油天然氣勘探開發公司、中油國際（哈薩克斯坦）公司、中石油天然氣股份有限公司及中國石油天然氣國際有限公司）歷任高職，並任中信資源控股有限公司（一家在聯交所上市的公司，二零零五年至二零零九年期間，彼負責石油投資及投資組合的策劃及發展）副主席兼執行董事，從而累積經驗。壽博士持有中國石油大學工學碩士及博士學位。

董事及高級管理層

楊波，33歲，自二零零七年四月十日起出任本公司財務主管。楊先生在財務及會計領域擁有逾十年經驗。楊先生負責管理財務申報。在加入本公司之前，自二零零六年至二零零七年三月，楊先生任安永華明會計師事務所核數經理。二零零二年至二零零五年期間，楊先生任普華永道中天會計師事務所有限公司資深核數師。自二零零零年至二零零二年，楊先生任Arthur Andersen Hua Qiang CPAs核數師。楊先生於一九九九年畢業於中國人民大學，並取得國際會計學學士學位。彼為中國註冊會計師及北京註冊會計師協會會員。

連雲飛，35歲，自二零零九年十一月十八日起出任本公司總法律顧問。連女士於二零零九年十一月加入本公司，並在法律領域擁有逾五年經驗。在加入本公司前，自二零零七年至二零零九年三月，連女士為Baker & McKenzie香港辦事處的律師，專注於合併與收購及一般公司交易，並於二零零九年於Grandall Legal Group (Shanghai)累積經驗，專注於資本市場及私人及公開證券發售。在其早期職業生涯中，彼自二零零一年開始任職於加拿大一家律師事務所，加拿大專注於全面執業逾三年。於二零零七年，連女士取得英屬哥倫比亞大學法學院的法學博士學位。於二零零一年，彼獲佛羅里達大學材料科學與工程學碩士學位。彼於一九九六年畢業於上海大學，取得材料科學與工程學士學位。彼獲准在紐約執業。

Andrew S. Harper，59歲，自二零零一年至二零零八年出任本公司首席地質師，近期於二零零一年四月一日重新加入本公司。Harper先生於二零零一年至二零零八年任本公司總地質師及本公司國際營運總裁。Harper先生在油氣行業擁有逾21年經驗，在二零零一年加入本公司之前，彼在ARCO International Oil & Gas Company參與勘探及生產團隊而累積工作經驗。在ARCO任職期間，Harper先生海外工作經驗豐富，包括獲派駐智利、迪拜、挪威、英國及印度尼西亞，以及出任哥倫比亞波哥大的駐當地經理。Harper先生亦於一九九零年至一九九六年出任美國ARCO International總部的盆地研究主任、拉丁美洲勘探主任及勘探項目主任，並於一九九九年至二零零零年任ARCO Latin America Inc.安第斯盆地的勘探經理。Harper先生獲Williams College地質學學士學位及南加州大學地質學碩士學位。

梅黎明，29歲，自二零零九年五月二十七日起出任本公司財務經理。擔任本公司財務經理職務前，梅先生於二零零六年十月至二零零九年五月曾任副財務經理職務，而於二零零五年一月至二零零六年十月期間任會計師職務。梅先生於二零零三年畢業於北京石油化工學院，取得會計學學士學位。在加入本公司之前，梅先生於二零零四年曾出任索尼的會計師。

聯席公司秘書

麥雅倫先生，特許會計師，本公司的聯席公司秘書。除為加拿大特許會計師協會認證的特許會計師外，麥先生於財務及會計方面擁有逾26年經驗，詳情載於本文件「董事及高級管理層－董事」一節。彼曾參與香港眾多公司的上市及作為各類香港上市公司涉及上市規則交易的顧問，因此，麥先生熟悉上市規則及上市公司的企業管理。

朱敏怡女士，ACS、ACIS，38歲，本公司的聯席公司秘書。朱女士為卓佳專業商務有限公司企業服務部資深經理。朱女士為英國特許秘書及行政人員公會及香港特許秘書公會會員。朱女士在公司秘書領域擁有約15年經驗。朱女士現時亦擔任一家聯交所上市公司微創醫療科學有限公司(股份代號：853)的聯席公司秘書。

董事及高級管理層

董事與高級管理層之間的關係

除本公司副董事長、高級副總裁兼執行董事趙先生為本公司董事長、首席執行官兼執行董事張先生的內弟外，本公司董事與高級管理層之間概無親屬關係。

董事及高級管理層薪酬

本公司董事收取的薪酬有袍金、薪金、津貼及其他實物利益，包括本公司代彼等向退休金計劃的供款。

截至二零零九年十二月三十一日止三個財政年度各年及截至二零一零年六月三十日止六個月，本公司已付本公司董事的薪酬總額分別約為人民幣13,550,000元、人民幣17,493,000元、人民幣18,200,000元及人民幣14,090,000元。截至二零一零年六月三十日止六個月的薪酬總額較截至二零零九年十二月三十一日止年度增加，乃主要由於本公司委聘的一家國際薪酬顧問公司作出推薦意見後，對本公司執行董事的薪酬待遇作出修訂，以準備〔●〕，以及由於授予本公司若干董事的購股權的股份酬金開支於二零零九年甚低（因購股權於接近二零零九年年底方授出）但於二零一零年則顯著增加（因錄得半年開支）。

截至二零零九年十二月三十一日止三個財政年度各年及截至二零一零年六月三十日止六個月，本公司已付本公司五名最高薪酬人士的薪酬總額分別約為人民幣20,604,000元、人民幣23,850,000元、人民幣20,035,000元及人民幣18,273,000元。

概無董事或高級管理層在其與本公司終止僱用後獲有權得任何遣散費。

本公司董事薪酬須在本公司每個財政年度末期由薪酬委員會及董事會審閱。

服務協議的詳情載於本文件「附錄七－法定及一般資料－有關本公司董事的其他資料－服務合同詳情」一段。

股份獎勵計劃

本公司董事會已採納股份獎勵計劃，旨在為具重大責任的職位招攬及聘留優秀適用人才，為員工、董事及顧問提供額外獎勵並促進本公司的業務發展。根據股份獎勵計劃，本公司已授出可購買本公司1,480,870股股份的購股權，其中，截至最後可行日期，有關購買100,400股股份的購股權已失效，而股份增值權涉及本公司2,572,730股股份（並未計及根據資本化發行的任何調整）。股份增值權為收取與本公司若干數目股份價值有關的現金獎勵，而並非賦予該等股份本身任何權利。股份增值權的確認乃基於權利的名義行權價與權利於報告期末的公允價值之間的差額，並於歸屬期支銷。由於並無股份將因股份增值權獲發行，故本公司股東的股權不會因為根據股份獎勵計劃落實股份增值權而被攤薄。

董事及高級管理層

本公司已承諾〔●〕後將不再根據股份獎勵計劃授出其他購股權，惟股份獎勵計劃的條文在所有其他方面須保持生效及有效，而〔●〕前根據股份獎勵計劃授出的購股權可繼續根據股份獎勵計劃及其發行條款行使。上市後仍可能授出股份增值權。詳情載於本文件「附錄七－法定及一般資料－股份獎勵計劃」。

購股權計劃

本公司董事會已根據日期為二零一零年十一月〔●〕日的股東書面決議案有條件地採納購股權計劃，其詳情載於本文件「附錄七－法定及一般資料－購股權計劃」一段。

審核委員會

本公司根據上市規則於二零一零年十一月二十三日成立具書面職權範圍的審核委員會，自〔●〕起生效。審核委員會的主要職責為（其中包括）審閱並監督本公司財務申報程序及內部監控系統。

審核委員會現由三名董事組成，即才汝成先生、梅先生及Miller先生。王先生為本公司非執行董事，梅先生及Miller先生均為本公司獨立非執行董事。Miller先生為審核委員會主席。

薪酬委員會

本公司根據上市規則於二零一零年十一月二十三日成立具書面職權範圍的薪酬委員會，自〔●〕起生效。薪酬委員會的主要職責為評估本公司執行董事及高級管理層的薪酬並就其向董事會作出推薦意見。此外，薪酬委員會審閱本公司高級管理層表現，並釐定其薪酬架構。

薪酬委員會現由才汝成先生、梅先生及Miller先生組成。梅先生及Miller先生均為本公司獨立非執行董事。梅先生為薪酬委員會主席。

企業管治及提名委員會

本公司於二零一零年十一月二十三日成立企業管治及提名委員會，自〔●〕起生效。企業管治及提名委員會的主要職責為協助董事會甄選合資格人士成為本公司董事並釐定董事會及其委員會成員。

提名委員會現由才汝成先生、梅先生及Miller先生組成。梅先生及Miller先生均為本公司獨立非執行董事。梅先生為企業管治及提名委員會主席。

董事及高級管理層

合規顧問

本公司已根據上市規則第3A.19條委任國泰君安融資有限公司為本公司合規顧問，以按照該規則規定向本公司提供顧問服務。根據上市規則第3A.23條，國泰君安融資有限公司將（其中包括）於本公司在以下情況下提出諮詢時，依時審慎及熟練地向本公司提供意見：

- 於本公司刊發任何監管公佈（不論是否為上市規則規定或聯交所或其他交易所要求）、通函或財務報告；
- 本公司擬進行的交易（包括發行股份及購回股份），而該交易根據上市規則第十四或十四A章可能構成須予公佈或關連交易；
- [●]；及
- 倘聯交所根據上市規則第13.10條向本公司作出查詢。

委任期限將自[●]起計及於本公司就其於[●]起計的首個完整財務年度的財務業績符合上市規則第13.46條之日結束，該委任可透過雙方協議延長。

主要股東

就本公司所知，緊隨〔●〕完成後（未計及根據股份獎勵計劃授出的任何購股權或根據購股權計劃可能授出的任何購股權獲行使而將配發及發行的任何股份），下列人士（本公司董事、主要行政人員或本集團成員公司除外）預期將於本公司股份或相關股份中擁有根據證券及期貨條例第XV部第2及第3分部的條文須向本公司披露的權益及／或淡倉，或於本公司或本集團任何其他成員公司的股東大會上在任何情況下均有權投票的任何類別股本中直接或間接擁有面值10%或以上的權益：

權益方名稱	身份／權益性質	佔本公司權益		佔本公司權益	
		股份總數 〔●〕	的概約百分比 〔●〕	股份總數 〔●〕	的概約百分比 〔●〕
FEEL	實益擁有人 (附註1)	〔●〕	〔●〕	〔●〕	〔●〕
Fung Che 先生	控制公司權益 (附註2)	〔●〕	〔●〕	〔●〕	〔●〕
Harmony Energy	實益擁有人 (附註2)	〔●〕	〔●〕	〔●〕	〔●〕
David Bonderman	控制公司權益 (附註3)	〔●〕	〔●〕	〔●〕	〔●〕
James Coulter	控制公司權益 (附註3)	〔●〕	〔●〕	〔●〕	〔●〕
TPG	實益擁有人 (附註3)	〔●〕	〔●〕	〔●〕	〔●〕

附註：

- FEEL由張先生及趙先生分別擁有9.99%及90%權益。於二零零三年五月十六日FEEL的9,999股股份發行予張先生，而張先生於二零零三年十月四日將其9,999股股份中的9,000股股份轉讓予趙先生。張先生與趙先生已訂立一致行動協議，據此，彼等就須由FEEL股東決定的一切事項同意一致行動。根據一致行動協議，倘未能達成有關須一致行動事項的一致意見，張先生將獲准就其與趙先生的股份進行投票表決。一致行動協議由紐約州法律管轄。本公司的中國法律顧問北京市中倫律師事務所已確認一致行動協議條文並不違反中國相關法律。經諮詢本公司的美國顧問後，本公司董事認為，一致行動協議為對各訂約方屬合法有效、具約束力及可強制執行的協議。
- 假設按照兩股系列B優先股兌換一股普通股的比例，由Harmony Energy持有〔●〕股普通股。所有系列B優先股將於緊接〔●〕前兌換為普通股。Harmony Energy為Ever Union Capital Limited的全資附屬公司。Fung Che先生為Ever Union Capital Limited的唯一股東，可對Ever Union Capital Limited實益擁有的證券進行投票表決及投資控制。
- 被視為由David Bonderman及James Coulter各自持有的權益由TPG持有的〔●〕股普通股及TPG Star Energy Co-Invest, LLC持有的〔●〕股普通股組成，乃假設換股比例為一股系列A優先股換一股普通股。所有系列A優先股將於緊接〔●〕前轉換為普通股。TPG的唯一股東為TPG Star, L.P.（一家特拉華州有限合夥人），由TPG Star, L.P.的一般合夥人TPG Star GenPar, L.P.（一家特拉華州有限合夥人）管理。TPG Star GenPar, L.P.由其一般合夥人TPG Star Advisors, LLC（一家特拉華州有限公司）管理。TPG Star Advisors, LLC的唯一股東為TPG Holdings I, L.P.（一家特拉華州有限公司），TPG Holdings I, L.P.由其一般合夥人TPG Holdings I-A, LLC（一家特拉華州有限公司）管理。TPG Holdings I-A, LLC的唯一股東為TPG Group Holdings (SBS), L.P.（一家特拉華州有限公司），TPG Group Holdings (SBS), L.P.由其一般合夥人TPG Group Holdings (SBS) Advisors, Inc.（一家特拉華州有限公司）管理，其股東為David Bonderman及James Coulter。

TPG Star Energy Co-Invest, LLC為一家特拉華州有限公司，其管理成員為TPG Star Advisors, L.L.C.（一家特拉華州有限公司）。TPG Star Advisors, L.L.C.的唯一成員為TPG Ventures Holdings, L.L.C.（一家特拉華州有限公司）。TPG Ventures Holdings, L.L.C.的管理成員為TPG Ventures Partners, L.P.（一家特拉華州有限合夥人），而TPG Ventures Partners, L.P.由其一般合夥人TPG Ventures Professionals, L.P.（一家特拉華州有限合夥人）管理。TPG Ventures Professionals, L.P.由其一般合夥人Tarrant Advisors, Inc.（一家德克薩斯公司）管理。Tarrant Advisors, Inc.的唯一股東為Tarrant Capital Advisors, Inc.（一家特拉華州公司），其股東為David Bonderman及James Coulter。

主要股東

除上文所披露者外，本公司並不知悉在緊隨〔●〕完成後（未計及根據股份獎勵計劃授出的任何購股權或根據購股權計劃可能授出的任何購股權獲行使而將配發及發行的任何股份），有任何其他人士將於本公司股份或本公司相關股份中擁有根據證券及期貨條例第XV部第2及第3分部的條文須向本公司披露的權益或淡倉，或於本公司任何附屬公司的股東大會上在任何情況下均有權投票的任何類別股本中直接或間接擁有面值10%或以上的權益。本公司並不知悉於往後日子有任何安排可能會引致本公司控制權出現變動。

財務資料

以下有關本公司業務、財務狀況及經營業績的討論及分析乃根據「附錄一—會計師報告」一節所載本公司截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度各年及截至二零零九年及二零一零年六月三十日止六個月的財務資料（包括其附註）及本文件其他章節所示的其他財務資料所作出，並須與該等財務資料一併閱讀。本公司的財務資料乃根據國際財務報告準則而編製，而國際財務報告準則在重大方面可能與其他司法權區（包括美國）的公認會計原則有所不同。

以下討論載有涉及風險及不確定因素的前瞻性陳述。可能導致或促使該等差異的因素，包括但不限於本文件「風險因素」一節及其他章節所討論的因素。

概覽

中國石油及燃氣行業由三大石油國有企業（即中石油、中石化及中海油）壟斷。獨立上游石油公司現時所佔市場份額雖小，但在中國石油及燃氣行業越見活躍。本公司乃中國最大的獨立上游陸上石油公司之一（以產品分成合同項下的總產量計）。根據與中國最大的石油公司中石油簽訂的三份獨立產品分成合同，本公司在中國最富饒的產油盆地松遼盆地經營大安、莫里青及廟3油田。本公司於產品分成合同項下外國合同者的權利及義務中持有90%的參與權益，而作為被動的外國合同者澳大利亞環球石油並未直接參與油田的作業，其持有餘下10%的參與權益。根據各項產品分成合同，本公司為該等油田的石油資源開發及生產提供資金、技術及管理經驗，所換取的為於成功開發石油儲量後，本公司根據於產品分成合同所規定的公式與中石油對原油產量分成。根據產品分成合同，於商業生產階段的一定期間，分攤至外國合同者的收益及操作費可能介乎於48%至80%之間，視乎外國合同者是否已悉數回收開發費用而定。有關產品分成合同項下收益及開支分配的詳情，請參閱「—影響本公司經營業績的一般因素—產品分成合同」。

截至二零一零年六月三十日，本公司的淨探明、概算及可能儲量（包括已開發及未開發儲量）估計分別約為29,400,000桶、18,300,000桶及13,500,000桶原油。自二零零一年本公司接手三個油田的經營以來，本公司的原油日產量大幅增長。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及截至二零一零年六月三十日止六個月，本公司每天的原油淨產量平均分別為6,439桶、8,150桶、7,637桶及10,042桶。自FEEL於二零零三年八月收購MIE以來，本公司的原油淨產量由二零零四年的每天平均1,767桶增至截至二零一零年六月三十日止六個月期間的每天平均10,042桶。於二零零九年上半年，本公司的淨產量減至每天平均6,449桶（主要原因為二零零八年年底及二零零九年初的全球經濟及金融危機以及由此導致的中國石油需求下降），惟回升至二零零九年下半年的每天平均8,806桶及二零一零年上半年的每天平均10,042桶。截至二零一零年六月三十日，本公司於其三個油田共作業1,592口採油井。

於二零零七年、二零零八年、二零零九年及截至二零一零年六月三十日止六個月，本公司的收益分別達人民幣12.216億元、人民幣19.717億元、人民幣11.668億元及人民幣9.474億元。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及截至二零一零年六月三十日止六個月，本公司的EBITDA分別為人民幣7.978億元、人民幣12.568億元、人民幣6.870億元及人民幣6.282億元，而本公司的經調整EBITDA分別為人民幣8.175億元、人民幣11.279億元、人民幣8.213億元及人民幣6.620億元。有關使用EBITDA及經調整EBITDA的討論，請參閱「—非國際財務報告準則財務計量」。於二零

財務資料

零七年、二零零八年、二零零九年及截至二零一零年六月三十日止六個月期間，本公司的淨溢利分別達人民幣3.089億元、人民幣6.111億元、人民幣1.105億元及人民幣2.385億元。

呈列基準

本公司根據國際會計準則委員會發佈的國際財務報告準則編製隨附的綜合財務資料。綜合財務資料乃按歷史成本法編製，並已就按公允價值計入損益賬的金融衍生工具重估作出修訂。

儘管本公司的流動資產淨值虧損截至二零一零年六月三十日為人民幣1.726億元，截至二零一零年十月三十一日為人民幣85,100,000元，本公司已採取若干措施令其能夠持續經營。由於本公司加快實施其資本計劃，已預計會產生營運資金虧損。本公司有能力管理該等狀況，乃由於自其經營活動產生的每月現金流量預計為正數及與其貿易債權人磋商及修訂條款的能力。經考慮上文所述，董事認為本公司有足夠現金令其能夠償還到期負債。因此，綜合中期財務資料乃按持續經營基準編製。

影響本公司經營業績的一般因素

本公司於持續期間的經營業績及財務狀況已受並將繼續受若干因素的影響，包括原油價格變動、產品分成合同項下的安排、儲量估計的不確定因素、中國政府的特別收益金及本公司使用石油認沽期權管理商品價格風險。

原油價格

本公司的經營業績顯著受原油價格的影響。本公司的收益、其產品分成合同項下的回收率、折舊、耗損及攤銷及已向或應向中國政府繳納的特別收益金的數額乃受原油價格變動的影響。本公司使用石油認沽期權管理其原油價格變動風險的一部分。

原油價格乃受（其中包括）全球石油供求、經濟狀況變動、石油生產國的供應估計及其他地緣政治因素的影響，該等因素難以預計且並非本公司所能控制。本公司就其交付予中石油的原油所收取的價格乃每月根據Platts Oilgram發佈的上一個月遼寧省大連港大慶原油價格而釐定。該價格其後因銷售合同項下的石油運輸及銷售總費用每噸人民幣52元或每桶1.03美元而予以削減。大連港的大慶原油價格緊密跟隨國際原油價格基準西德克薩斯中質原油平均價格。下表載列所示期間的西德克薩斯中質原油平均價格、Platts Oilgram發佈的大連港大慶原油平均價格及本公司的已實現平均原油價格。

原油平均價格（每桶美元）	截至十二月三十一日 止年度			截至六月三十日 止六個月期間		截至 最後可行 日期
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	二零零九年	二零一零年	
西德克薩斯中質原油	72.23	99.92	61.99	51.57	78.35	〔●〕
大慶	71.38	98.50	59.75	49.67	76.75	〔●〕
已實現 ⁽¹⁾	69.00	104.78	58.58	45.48	76.72	80.94

(1) 於扣除石油運輸及銷售總費用每噸人民幣52元或每桶1.03美元前。

財務資料

原油價格前景的任何波動影響本公司就日後投資的規劃決策及其產量預算，而產量預算規管本公司於日後期間的預期產量。聯合管理委員會每年至少舉行兩次會議，審核及批准本公司各油田的年度產量預算，該預算對估計年度產量作出規定，並作出調整（如有必要）。產量預算乃受原油價格、原油的供求前景及本公司可採油量的影響。本公司的年度原油淨產量於二零零七年及二零零八年顯著增長，惟由於下文所述的經與中石油協議的暫時限產，本公司的淨產量於二零零九年下降。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及截至二零一零年六月三十日止六個月，本公司的原油淨產量分別達2,400,000桶、3,000,000桶、2,800,000桶及1,800,000桶。同期，本公司的淨產量平均為每天6,439桶、8,150桶、7,637桶及10,042桶原油。於二零零九年，本公司的銷量超過其原油淨產量，乃由於本公司售出其部分庫存油。下表載列本公司於所示期間的銷量、已實現平均原油價格及收益：

	截至十二月三十一日止年度			截至 六月三十日 止六個月 期間
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	二零一零年
	銷量（百萬桶）.....	2.33	2.72	2.92
已實現平均原油價格 ⁽¹⁾ （每桶美元）.....	69.00	104.78	58.58	76.72
收益（人民幣百萬元）.....	1,221.6	1,971.7	1,166.8	947.4

(1) 於扣除石油運輸及銷售總費用每噸人民幣52元或每桶1.03美元前。

於二零零九年第一季度，由於全球經濟及金融危機而導致中國石油需求下降及市場上原油過剩，本公司與中石油協議縮減大安油田生產的油量。因此，於二零零九年第一季度，本公司的原油淨產量減至平均每天5,348桶。反之，於二零零八年，本公司的淨產量平均為每天8,150桶原油。限產於二零零九年三月結束，本公司的淨產量於隨後數月有所改善，反彈至二零零九年下半年的平均每天8,806桶及二零一零年上半年的平均每天10,042桶。倘限產並無於二零零九年第一季度出現，且基於二零零九年第二季度至第四季度的平均淨產量為每天8,386桶原油，本公司二零零九年的總淨產量應為3,060,000桶或1.793億美元（按二零零九年的每桶平均價格計算）。本公司二零零九年的實際產量為2,790,000桶或1.633億美元，乃基於二零零九年的已實現平均油價每桶58.58美元。此為本公司自於二零零一年開始與中石油合作以來經歷的唯一一次限產。儘管本公司預計並無另一次相似的限產出現，本公司無法向閣下保證其不會於日後出現。日後任何限產或會同樣地減緩本公司的產量並對其經營業績造成重大不利影響。請參閱「風險因素－與本公司及本公司業務有關的風險－作為本公司的唯一客戶且透過聯合管理委員會對管理三個油田的影響力，中石油在很大程度上控制本公司的淨產量。倘本公司的原油淨產量下降，本公司的業務、財務狀況及經營業績或會遭受重大不利影響。」

原油價格亦對本公司的折舊、耗損及攤銷造成影響。較低的原油價格或會導致本公司淨儲量減少，而較高的原油價格或會導致本公司的淨儲量增加。因此，淨探明已開發產油儲量的變動將影響本公司與石油生產活動有關的物業、廠房及設備的折舊、耗損及攤銷。

財務資料

此外，油價波動亦影響本公司可獲取將分配為費用回收油及利潤分成油的原油數量，從而對本公司的收益及盈利能力造成重大影響。有關費用回收油及利潤分成油的概述，請參閱「業務－產品分成合同－費用回收油及利潤分成油」。原油價格上漲傾向於令本公司的操作費及先導試驗期成本及開發費用的回收率及利潤分成油的數量上升。油價長期低迷一般會減緩本公司費用回收過程及抑制其開發及生產活動水平並降低利潤分成油的數量。有關詳情，請參閱「－產品分成合同」。原油價格亦將影響應向中國政府繳納的特別收益金的數額。應繳納的特別收益金的起點為每桶40美元，而費率根據原油價格上升。有關詳情，請參閱「－特別收益金」。由於上文所述的因素，本公司的經營業績日後將持續受原油價格變動的影響。

產品分成合同

本公司透過與中國最大的油氣公司中石油簽訂的產品分成合同進行其絕大部分的業務活動。本公司的所有收益均來自於在大安、莫里青及廟3的三個油田。外國合同者有權根據中石油與外國合同者在產品分成合同項下協議的比率與中石油對原油產量分成。本公司於產品分成合同項下外國合同者的權利及義務中持有90%的參與權益，而澳大利亞環球石油持有餘下10%的參與權益。澳大利亞環球石油為被動的外國合同者，並未直接參與油田的作業。因此，本公司的收益僅包括其於產品分成合同項下所生產石油的參與權益。油價波動會影響本公司可獲取將分配為費用回收油及利潤分成油的原油數量，從而對本公司的收益及盈利能力造成重大影響。

於原油在中石油及外國合同者之間分配前，特定數量的年度石油總產量以增值稅及礦區使用費的形式分配予政府。由於政府的部分已經從本公司的總產量中剔除，該等金額並無計入本公司的財務賬目。礦區使用費為中石油就各油田的產量而向中國政府繳納的礦區使用費。礦區使用費的數額視乎有關油田的年度產量介乎於0%至12.5%。中石油向中國政府繳納的增值稅相當於產品分成合同項下所產石油的5%。

本公司產品分成合同的架構令本公司得以有效回收操作及開發其油田的費用。根據產品分成合同，原油乃根據產量分配規定而分配，規定於扣除增值稅及礦區使用費後優先回收本公司的操作費、先導試驗期成本及開發費用。於外國合同者已從各期所產生的石油收益中回收所有操作費、先導試驗期成本及開發費用（包括任何未回收的過往期間的操作費、先導試驗期成本及開發費用）後，該期總原油產量剩餘部分的52%分配予中石油，48%分配予外國合同者。於商業生產期，中石油及外國合同者均承擔一部分的操作費及對產生的石油收益分成以按同等比率回收該等操作費。於外國合同者並未從該期所產生的收益中悉數回收其於該期及任何過往期間的先導試驗期成本及開發費用的任何期間，石油收益及操作費的20%分配予中石油，80%分配予外國合同者。反之，於外國合同者已從該期及任何過往期間所產生的收益中悉數回收其先導試驗期成本及開發費用的任何期間，且於同期並無產生額外的開發費用，則石油收益及操作費的52%分配予中石油，48%分配予外國合同者。因此，於商業生產階段的一定期間，分配至外國合同者的操

財務資料

作費及石油收益將介乎於48%至80%之間。截至二零一零年六月三十日，就大安、莫里青及廟3各油田的先導試驗及開發所產生的總費用（包括有關操作費）分別為人民幣35.855億元、人民幣12.131億元及人民幣2.785億元，其中分別100%、78.0%及42.8%已回收。

由於分配予外國合同者的已開採石油的比例（即80%或48%）乃基於外國合同者所產生的開發費用的數額，倘本公司由於其資本支出計劃而產生更高數額的開發費用，則將按80%的基準而非按48%的基準向外國合同者分配更多已開採石油，直至外國合同者的所有開發費用得以回收。例如，由於大安油田產生費用回收油及利潤分成油，油田的新投資將令已開採石油分配從利潤分成油轉變為費用回收油以加快本公司回收投資。將於一定期間產生的開發費用的數額為本公司資本支出計劃的一部分，乃由聯合管理委員會審核及採納。有關油田的操作費（例如採購、服務及其他開支、員工薪酬成本及絕大部分的銷售及管理費用）乃根據已開採石油分配而向外國合同者及中石油作出分配。

儘管於往績記錄期間，本公司根據產品分成合同而向中石油銷售其所分的所有原油，產品分成合同規定本公司可向其他第三方買家銷售其所分的原油。本公司亦可向海外買家出口其所分的原油，在此情況下，本公司須透過中石油的協助取得任何必需的牌照或許可證。

儲量估計的不確定性

本公司的探明儲量為透過分析地球科學及工程數據，本公司估計（具合理確定性）於現有經濟條件下從特定未來日期起自己知油藏經濟上可採油的石油數量。本公司的儲量估計僅包括原油，而本公司採用估計時現行的價格及成本就各油田的石油區域編製儲量估計。本公司根據Platts Oilgram發佈的遼寧省大連港的大慶原油價格計算其儲量估計，乃由於本公司就其交付予中石油的原油所收取的價格乃根據該價格釐定。大連港的大慶原油價格緊密跟隨西德克薩斯中質原油價格。就會計目的而言，根據國際財務報告準則，本公司根據石油資源管理系統（國際上申報儲量的最受認可的系統之一）的儲量定義核算截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度以及截至二零一零年六月三十日止六個月期間單位產量的折舊、耗損及攤銷。

淨儲量的估計包括眾多假設及估計，涉及初始產量比率、原始石油地質儲量估計、產量遞減率、最終儲量開採、注水效力、日後油水率、注水井動態、體積換算係數、資本支出時間及數額、日後石油價格及儲量生產週期期間可能產生的操作費等因素。眾多該等假設及估計可予以變更，且並非本公司所能控制。實際採油及資本及經營支出或會與估計的有所出入，而該等差異或屬重大。

淨探明儲量的估計經已由雷德斯考特作出，雷德斯考特是一家美國獨立石油工程顧問公司，專門從事油藏評估及經濟分析。雷德斯考特已就本公司發佈日期為二零零六年九月一日、二零零七年七月一日、二零零七年、二零零八年、二零零九年及二零一零年一月一日以及二零一零年七月一日的報告。

財務資料

原油價格的變動（連同其他因素）影響本公司淨儲量的估計。較低的原油價格或會導致本公司的淨儲量減少，而較高的原油價格或會導致本公司的淨儲量增加。於較低的原油價格下，日後對若干井位進行開發及開採可能在經濟上並不合算，從而導致較低的淨儲量。鑒於經濟及地緣政治因素，石油價格的不確定性於日後將得以持續。儲量應佔的儲備量及收入乃直接依賴原油價格。因此，實際所開採的儲備量及實際所收取的收入數額或會與估計的有重大出入。然而，儲量估計對本公司作出日後開發及生產計劃及估計其預期回收所產生的操作費及日後石油收益而言乃屬重要數據。估計在減值測試方面亦為重要元素。淨探明已開發產油儲量的變動將影響計入本公司財務報表的與石油生產活動有關的物業、廠房及設備的單位產量折舊、耗損及攤銷。淨探明已開發產油儲量減少將增加折舊、耗損及攤銷費用（假設產量水平不變），從而將減少本公司的溢利。

特別收益金

本公司就國內原油銷售向中國政府繳納特別收益金。任何石油勘探公司就按高於每桶40美元的價格銷售國內原油所實現的收入部分，繳納或須繳納特別收益金。收益金乃按累進從價費率計算及收取，分為五個等級，視乎原油價格介乎於20%至40%。特別收益金將按本公司所售原油的每月加權平均價格基準計算，並按季度基準繳納。因此，本公司須繳納特別收益金的數額受原油價格及銷量的影響，惟該數額在產品分成合同項下不可回收，但可就所得稅的計算予以扣減。特別收益金自二零零六年三月二十六日生效。請參閱「法規－石油行業稅費」。現時生效的特別收益金詳情如下：

油價範圍	高於 每桶40美元 部分的稅率
美元／桶	%
0-40.....	0%
40-45.....	20%
45-50.....	25%
50-55.....	30%
55-60.....	35%
>60.....	40%

於二零零七年、二零零八年、二零零九年及截至二零一零年六月三十日止六個月，本公司的特別收益金分別為人民幣1.600億元、人民幣5.381億元、人民幣73,300,000元及人民幣1.486億元。

石油認沽期權

本公司使用石油認沽期權管理原油價格下跌風險。於二零零七年十一月，本公司購買石油認沽期權以按每桶62.50美元的行權價向Standard Bank Plc名義出售5,236,710桶原油，二零零八年一月一日至二零一零年十二月三十一日每月分期交付130,061桶至154,378桶。石油認沽期權項下的價格乃基於西德克薩斯中質原油價格。根據同一協議，本公司亦向Standard Bank Plc出售石油認沽期權，根據與本公司所購買期權相同的條款及條件，按每桶42.50美元的行權價向本公司名義

財務資料

出售5,236,710桶，二零零八年一月一日至二零一零年十二月三十一日每月分期交付130,061桶至154,378桶。實際上，石油認沽期權的買賣組合為鎖定二零零八年一月一月至二零一零年十二月三十一日止期間每月最低油價為每桶62.50美元，介乎每月130,061桶至154,378桶，最高下調保障為每桶20.00美元。倘西德克薩斯中質原油高於每桶62.50美元，則期權將不會獲行使。倘石油的每月平均現貨價格於二零零八年一月一日至二零一零年十二月三十一日期間每個月降至低於每桶62.50美元，本公司就該月的名義數量每月向Standard Bank Plc收取每桶62.50美元的行權價與西德克薩斯中質原油價格的差價，惟Standard Bank Plc支付的最高額限於每桶20.00美元。本公司於二零零八年及二零零九年分別向Standard Bank Plc支付權利金2,300,000美元及11,100,000美元，就此石油認沽期權安排的權利金付款總額為13,400,000美元，此為本公司於往績記錄期間支付的唯一認沽期權權利金。於二零零八年年底及二零零九年初，西德克薩斯中質原油價格降至低於每桶62.50美元，而於二零一零年首六個月，西德克薩斯中質原油價格升至平均每桶78.35美元。於二零零八年，本公司錄得非現金未變現收益人民幣1.298億元。於二零零九年及截至二零一零年六月三十日止六個月期間，由於石油認沽期權未變現部分的公允價值發生變動，本公司分別錄得非現金未變現虧損人民幣2.072億元及人民幣14,000,000元。此非現金未變現收益或虧損於本公司的綜合收益表中計為其他收入或虧損。石油認沽期權合同項下的任何已變現現金收益或虧損將反映於本公司的綜合現金流量表。於二零零八年、二零零九年及截至二零一零年六月三十日止六個月期間，本公司自石油認沽期權合同實現的現金流入分別為人民幣25,700,000元、人民幣70,900,000元及零。

於二零一零年十月，本公司購買石油認沽期權以按每桶70.00美元的行權價向Merrill Lynch Commodities, Inc.名義出售3,000,000桶原油，二零一一年每月分期交付150,000桶，二零一二年每月分期交付100,000桶。石油認沽期權項下的價格乃基於西德克薩斯中質原油價格。根據同一協議，本公司同時向Merrill Lynch Commodities, Inc.出售石油認沽期權，根據與本公司所購買期權相同的條款及條件，按每桶55.00美元的行權價向本公司名義出售3,000,000桶，二零一一年每月分期交付150,000桶，二零一二年每月分期交付100,000桶。石油認沽期權均於二零一二年十二月三十一日到期。實際上，石油認沽期權的買賣組合為鎖定二零一一年每月150,000桶及二零一一年每月100,000桶的最低油價為每桶70.00美元，最高保障為每桶15.00美元。倘西德克薩斯中質原油高於每桶70.00美元，則期權將不會獲行使。倘石油的每月平均現貨價格降至低於每桶70.00美元，本公司將於每個月就該月的名義數量每月向Merrill Lynch Commodities, Inc.收取每桶70.00美元的行權價與西德克薩斯中質原油價格的差價，惟Merrill Lynch Commodities, Inc.支付的最高額限於每桶15.00美元。自二零一一年四月起八個季度期間，本公司將就石油認沽期權安排向Merrill Lynch Commodities, Inc.支付權利金，於二零一一年支付3,290,000美元、於二零一二年支付4,360,000美元及於二零一三年支付1,090,000美元，權利金付款總額為8,740,000美元。石油認沽期權並不符合資格進行國際會計準則第39號「金融工具：確認及計量」項下的對沖會計核算。本公司將來自此石油認沽期權的收益或虧損分別計為其綜合收益表項下的其他收入或虧損。石油認沽期權項下的任何已變現現金收益將反映於本公司的綜合現金流量表。

本公司的對沖政策禁止投機性石油對沖。管理層於作出石油對沖決定時考慮年度石油生產產量、石油價格遠期曲線、每年的預期鑽探投資、自該等投資所獲取的產量及稅收及政府政策等因素。本公司的石油對沖交易限於涵蓋石油價格可在更大程度的確定性下予以釐定的一段合理期間，通常最長為兩年。本公司的對沖交易亦集中於對免於下行風險的保護。所有石油對沖交易須獲董事

財務資料

會批准。管理層密切監控石油價格的變動，張先生及Forrest L. Dietrich先生（均為本公司執行董事及於石油行業擁有逾20年經驗）定期監控石油價格並就訂立石油對沖交易的合適石油價格及數量向董事會及管理層作出建議。本公司於其對沖交易中或會遭受對手風險；然而，本公司會透過僅挑選活躍於石油對沖市場且財務實力雄厚的知名主要銀行及透過要求延遲支付權利金，使本公司得以於對沖安排期內攤長付款時間，從而減低對手風險。在進行對沖交易後，本公司密切監視石油價格，關注任何有關本公司對手的新聞、對手的財務表現及彼等財務狀況的任何變動。本公司管理層亦定期舉行會議，以檢討油價走勢及本公司對沖狀況及政策的成效。本公司董事認為該對手風險非屬重大，乃由於本公司僅與大型國際銀行及知名且資金雄厚的金融機構簽訂石油對沖交易，且本公司不會透過小型經紀行或於第二市場購買。

重大會計政策及估計

本公司對其財務狀況及經營業績的討論及分析乃基於本文件其他章節所示的根據國際會計準則委員會發佈的國際財務報告準則編製的綜合財務報表。編製財務報表需要本公司作出判斷、估計及假設，該等判斷、估計及假設會影響資產、負債、收益及開支的呈報金額以及或有資產及負債的相關披露。本公司根據最近期可取得的資料、其本身過往經驗及其相信在各情況下為合理的其他多項假設持續評估該等估計及假設。由於使用估計為財務匯報過程的重要環節，實際業績或會有別於該等估計。

倘一項會計政策需要基於有關估計時高度不確定事宜的假設而作出會計估計，及倘本可合理使用的不同會計估計或合理可能定期出現的會計估計變動會對綜合財務報表造成重大影響，則該項會計政策被視為重大。本公司認為以下會計政策為重大會計政策，乃由於其應用涉及較高程度的判斷及複雜性，並需要本公司作出重大會計估計。以下重大會計政策、判斷及估計的說明應與本文件所載的本公司的綜合財務報表及其他披露事項一併閱讀。

物業、廠房及設備

物業、廠房及設備（包括油氣資產）乃按歷史成本減累計折舊、耗損及攤銷列賬。歷史成本包括與取得有關資產直接相關的支出。後續成本僅會在與項目有關的未來經濟利益很可能會流向本公司，而本公司亦能可靠地計量該項目成本的情況下，方會計入資產的賬面值或確認為一項獨立資產（如適用）。任何已替代部分的賬面值乃予以終止確認。其他所有維修及保養乃於其產生的財務期間內自收入報表扣除。

除油氣資產外，折舊乃按其估計可使用年期以直線法計算，將其成本分攤至其剩餘價值。本公司在各期末會檢討資產的剩餘價值及可使用年期，並在適當時作出調整。出售的損益乃透過比較所得款項與賬面值而釐定，並於收入報表內的其他收入／開支確認。

財務資料

本公司於事件或情況變動顯示賬面值或不可回收時檢討物業、廠房及設備（包括油氣資產）的可能減值。倘一項資產的賬面值較其估計可回收金額為高，則該項資產的賬面值會實時撇減至其可回收金額。釐定一項資產是否減值及減值的幅度涉及管理層估計及判斷，例如日後原油價格及生產狀況。然而，減值的檢討及計算乃基於與本公司業務計劃相一致的假設。若干假設的有利變動或可令本公司於該等數年避免對任何資產進行減值的需要，而不利變動或會促使資產減值。

本公司在評估其油氣資產減值時作出若干假設。本公司會預測產量（誠如其儲量報告所概述）並考慮自然遞減及在注水被證明能有效提高產量及採油量的油田區域注水的影響。本公司於預計油田的生產能力遞減時會就該油田的儲量耗損採用估計遞減率。本公司其後採納此估計遞減率作為估計日後產量的基準。就計算貼現現金流量而言，本公司假設其於財政年末的油氣價格將保持不變，惟已知及可釐定的上漲則除外。

物業、廠房及設備當中，人民幣2,931,000,000元（歷史成本人民幣4,767,000,000元減累計折舊及減值人民幣1,836,000,000元）的資產乃根據本集團與中石油訂立的三份產品分成合同直接予以使用及操作。本集團現時乃該等資產的作業者。待開發費用悉數收回或該等產品分成合同屆滿（以較早者為準）後，中石油將成為此等資產的作業者。

石油資產

本公司使用成效法對石油開採及生產活動進行會計核算。根據此方法，本公司石油資產中的開發井、配套設施設備及探明礦物權益的所有成本予以資本化。地質及地球物理成本於產生時列支。探井成本予以資本化為在建工程，惟待釐定該等井是否發現探明石油儲量。並不需要重大資本支出區域的探井於鑽探完成後一年內予以評估經濟可行性。倘釐定該經濟可行性並無達致，有關井成本列支為乾眼。否則，有關井成本重新分類為石油資產，須進行減值檢討。對於在生產可開始前將需要重大資本支出的區域內發現具有經濟上可行儲量的探井，僅當額外鑽探在進行中或在切實計劃中，有關井成本方會保持予以資本化。否則有關井成本列支為乾眼。於石油資產內，本公司並無任何已資本化的未探明資產成本。

石油資產的成本乃根據單位產量法在油田層面上予以攤銷。單位產量乃基於估計按各產量協議的現時條款可從現有設施開採的探明已開發產油儲量。本公司的儲量估計為管理層認為於該等產量協議的現時條款內可合理生產的原油。

探明儲量的估計

於二零零七年、二零零八年、二零零九年及截至二零一零年六月三十日止六個月，本公司使用石油資源管理系統的儲量定義計算折舊、耗損及攤銷。因此，下文探明儲量的描述乃基於石油資源管理系統的儲量定義。

探明儲量為透過分析地球科學及工程數據，本公司可估計（具合理確定性）於明確的經濟及操作條件、操作方法及政府法規下從特定未來日期起自己知油藏商業上可開採的原油數量。經濟條件包括考慮僅由合同安排提供的現有價格變動，惟並非基於日後條件而考慮其上漲。

財務資料

本公司將其探明儲量劃分為兩類：探明已開發產油儲量及探明未開發儲量。探明已開發產油儲量為預期將從完井層段開採的儲量，而該完井層段在作出估計時處於開放及產油狀態。探明未開發儲量為通過未來投資預期採出的油氣數量；已知油藏的未鑽區域的新井，延伸現有井至不同（但為已知）的油藏，或通過加密井提高採收率。

本公司的儲量估計乃就各油田而編製，僅包括本公司認為可於現時經濟及操作條件下合理生產的原油。

探明儲量無法予以精確計量。儲量估計乃基於有關油藏動態的眾多因素（需要工程師詮釋所獲得數據的評估）以及價格及其他經濟因素。在任何方面該等估計的可靠性視乎技術及經濟數據的質量及數量、油藏的產量動態及工程判斷而定。因此，於油藏的生產週期內，如有額外數據時，儲量估計可予以修訂。於發現商業油藏時，探明儲量首先乃根據首個或首批油井的有限數據而釐定。其後數據或可更好地確定油藏的範圍及額外產量動態，而油井試驗及工程研究將可能提升儲量估計的可靠性。技術的發展亦可導致應用經改善的採油技術，例如補充或經提升採油項目，或兩者，該等項目有潛力使儲量增至超逾於油藏生產週期初期數年內所預想者。

探明儲量乃本公司投資決策過程中的關鍵元素，其亦為減值測試的重要元素。探明已開發產油儲量減少將增加折舊、耗損及攤銷費用（假設產量不變），並減少淨溢利。探明已開發產油儲量估計可根據新資料（例如來自開發鑽探及生產活動或來自產品價格、合同條款或開發計劃等經濟因素變動）予以向上或向下修訂。一般而言，因自開發及生產活動取得新資料而導致石油儲量技術成熟度的變動已傾向於為年度修訂的最重要起因。

遞延稅項

遞延稅項乃採用負債法就資產及負債的稅基與其於財務報表的賬面值兩者的暫時性差異作悉數撥備。然而，倘遞延稅項來自在交易（不包括業務合併）中對資產或負債的初步確認，而在交易時並不影響會計或應課稅損益，則該遞延稅項不予入賬。遞延稅項採用在結算日前已頒佈或實質已頒佈，並在有關遞延稅項資產變現或遞延稅項負債結算時預期將適用的稅率（及稅法）而釐定。

遞延稅項資產以日後很可能取得應課稅溢利用以抵扣可抵扣暫時性差異為限予以確認。

資產棄置義務的估計

撥備乃就日後棄用及復用油氣資產而予以確認。確認的撥備金額為估計日後支出的現值。日後支出的估計乃基於現時當地條件及規定，包括法律規定、技術及價格水平等。除該等因素外，該等估計日後支出的現值亦受油氣資產經濟年期估計的影響。任何該等估計變動將影響本公司於油氣資產剩餘經濟年期的經營業績及財務狀況。

財務資料

本公司的中國法律顧問北京市中倫律師事務所確認資產棄置義務撥備的方法與產品分成合同一致。本公司的申報會計師基於整體財務報表所執行的工作，認為資產棄置義務均不需要任何調整，以令財務報表得以作出真實及公平的反映。根據〔●〕的盡職審查，〔●〕認為本集團資產棄置義務撥備乃為充足及適當。

股份酬金開支

於二零零九年十一月二十日，本公司董事會授予若干行政人員及僱員購股權以購買1,480,870股普通股。授出的各購股權的行權價為2.39美元。於1,480,870份未行使購股權中，概無任何可於二零零九年行使。於二零零九年十一月二十日，本公司董事會亦授予若干行政人員及僱員股份增值權，涉及與股份增值權相關的2,560,180股名義普通股。授出的各股份增值權於二零零九年十一月二十日的行權價為2.39美元。於2,560,180份未行使的股份增值權中，概無任何可於二零零九年行使。於二零一零年二月二十六日，本公司董事會額外授予兩名僱員股份增值權，涉及25,100股名義普通股，行權價為每股名義普通股4.78美元。上文所述的購股權數目及行使價並未計及根據資本化發行的任何調整。有關詳情載於本文件「附錄七－法定及一般資料－股份獎勵計劃」一段。於二零零九年及截至二零一零年六月三十日止六個月期間，本公司分別錄得股份酬金開支人民幣3,500,000元及人民幣19,700,000元。

僱員購股權

就購股權而言，本公司將收取的為換取獲授購股權的僱員服務的公允價值確認為開支。本公司經考慮購股權於授出日期的公允價值釐定將予以列支的總金額。列支的總金額於歸屬期予以確認，歸屬期為所有指定歸屬條件將獲滿足的期間。本公司於僱員行使其購股權時將所收取的所得款項（扣除任何直接應佔交易成本）計入股本（面值）及其他儲備。釐定本公司的股份酬金開支的總值時需要使用高度主觀的假設，包括購股權的預期年期、估計沒收及相關股份的價格波動。計算股份支付獎勵的公允價值時使用的假設為管理層的最佳估計，惟該等估計涉及固有不確定性及管理層判斷的應用。因此，倘本公司使用不同假設，則其股份酬金開支總額或會不同。於二零零九年及二零一零年上半年，本公司就其授出購股權分別錄得股份酬金開支人民幣1,200,000元及人民幣5,300,000元。約人民幣10,100,000元的股份酬金開支預期將於二零一零年予以確認。

為釐定購股權的公允價值，本公司採用二項式購股權定價模型或二項式模型。購股權的主要條款包括向僱員購股權持有人提供自購股權成為可予歸屬之日直至購股權屆滿時行使購股權的權利及於可行使期間承授人不再為本公司僱員後三十日內行使購股權的權利。該等特點可模擬為美式認購期權，並具有額外參數，以核算股份獎勵的特定性質。二項式模型有囊括該等特點的靈活性，因此就計算僱員購股權的價值而言乃屬合適。截至二零零九年十一月二十日（授出日期），採用二項式模型釐定的購股權公允價值為每份購股權1.93美元。該模型重要的輸入數值為授出日期的每股公允價值3.30美元、上文所示的行權價、波幅64.7%、股息率0%、購股權年期十年及年度無風險利率3.417%。按連續復利股票收益的標準差計量的波幅乃基於過去五年來可比較公司每周股份價格的統計分析。

財務資料

於釐定普通股於各授出日期的公允價值時，本公司部分依賴獨立估值師根據本公司所提供的數據編製的估值報告。該估值報告向本公司提供釐定公允價值的指引，惟由本公司的管理層對股份獎勵的公允價值作出最終釐定。為釐定本公司的股權總額，本公司考慮三項公認方法，包括成本法、市場法及收入法。儘管就若干目的而言為有益，成本法一般被視為不適用於持續經營公司的估值，乃由於其並不能把握業務的日後盈利潛力。本公司亦認為市場法的相關性為低，乃由於並無近期交易可直接比較，且本公司無法物色到具可與本公司比較的財務數據及開發階段的同行公司，從而會就本公司業務公允價值而給予本公司合理暗示。鑒於上文所述，本公司認為就取得本公司的股權價值而言，收入法乃屬最合適的方法。

就收入法而言，本公司根據管理層對截至估值日期的預計現金流量的最佳估計而採用貼現現金使用分析。此方法採用貼現率消除貨幣時間價值的差異以反映所有業務風險，包括與本公司有關的內在及外在不確定因素。預計現金流量（其中）包括對預計收益增長、毛利率、實際稅率、資本支出及營運資金需求的分析。此方法涉及將合適的貼現率應用於基於盈利預測的估計現金流量。用於取得本公司股權總額公允價值的假設包括：

- 現有政治、法律、技術、財政或經濟條件並無發生任何或會對本公司業務造成不利影響的重大變動；
- 由本公司訂立的合同及協議約束的操作及合同條款將獲尊重；及
- 本公司的強項及弱項於考慮期內並無發生重大變動。

該等假設本身帶有不確定性及主觀性。貼現率反映被視為與達致預測有關的風險管理，並經考慮系統風險及公司特定風險後採用資本資產定價模型而取得。截至二零零九年十一月二十日，本公司採用此方法釐定的合適股權貼現率為15.50%。

於二零零九年十一月二十日，本公司股權價值的權益包括系列A優先股及普通股。分配予優先股的股權公允價值乃採用期權定價法計算。普通股的公允價值乃計算為餘額，或股權總值減優先股的公允價值。根據期權定價方法，本公司於其股權價值中視優先股為認購期權，而行權價則基於優先股的清盤偏好。由於採用認購期權，通常使用的期權定價方法為柏力克－舒爾斯模型，該模型計及期權的預期年期、無風險利率、股息率及波幅計量。鑒於本公司為一家私人公司，本公司採用可比較公開交易公司的歷史波幅概約計算波幅。柏力克－舒爾斯模型所使用的重大假設包括：預期年期47個月；無風險利率1.7181%；無股息率；及波幅69.01%。基於此方法，本公司計算的其普通股的剩餘公允價值將為每股3.30美元。

財務資料

股份增值權

本公司根據股份增值權的名義行權價與該權利於報告期末的公允價值之間的差額計量該權利的股份酬金開支，並於歸屬期列支。公允價值的變動計入綜合收益表的員工薪酬成本，而有關負債計入員工薪金及應付福利。於二零零九年及截至二零一零年六月三十日止六個月期間，本公司分別錄得有關其股份增值權的股份酬金開支人民幣2,300,000元及人民幣14,400,000元。

截至二零一零年六月三十日（最近結算日），採用二項式模型釐定的於二零零九年十一月二十日授出的股份增值權的公允價值為每份權利3.00美元。該模型重要的輸入數值為截至二零一零年六月三十日的每股公允價值4.88美元、行權價2.39美元、波幅66.26%、股息率0%、股份增值權年期9.39年及年度無風險利率3.923%。按連續復利股票收益的標準差計量的波幅乃基於過去五年來可比較公司每周股份價格的統計分析。

於二零一零年二月二十六日，本公司董事會授出25,100份額外股份增值權（該數字並未計及根據資本化發行的任何調整）。截至二零一零年六月三十日（最近結算日），採用二項式模型釐定的於二零一零年二月二十六日授出的股份增值權的公允價值為每份權利2.18美元。該模型重要的輸入數值為截至二零一零年六月三十日的每股公允價值4.879美元、行權價4.78美元、波幅66.26%、股息率0%、股份增值權年期9.66年及年度無風險利率3.923%。有關本公司用於釐定其普通股公允價值的方法的數據，請參閱「一 僱員購股權」。

本公司根據成就、效率、工作質量、溝通及團隊合作等標準評估股份增值權項下參與者的表現。本公司一年完成兩次表現評估。

稅項

本公司及MIE均於開曼群島註冊成立。本公司的開曼群島法律顧問Maples and Calder已告知本公司，根據開曼群島現行法例，本公司及MIE均毋須繳納所得稅或資本增值稅。此外，於開曼群島派付股息毋須繳納預扣稅。

截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日以及二零一零年六月三十日止期間，本公司須於中國分別按30%、25%、25%及25%的稅率就與中國有效相關的收入繳納企業所得稅。於二零零八年一月一日前，根據適用中國稅法，於中國成立的公司一般須分別按30.0%及3.0%的法定稅率繳納國家及地方企業所得稅。由於本公司業務位於吉林省松原的經濟開發區，本公司毋須繳納地方企業所得稅。

於二零零七年三月，中國全國人民代表大會頒佈新企業所得稅法，而於二零零七年十一月，國務院頒佈新企業所得稅法實施條例，兩者均於二零零八年一月一日生效。新企業所得稅法削減根據過往稅法授予外國投資企業的稅收優惠。新企業所得稅法(i)將企業所得稅的最高稅率從33.0%減至25.0%、(ii)允許公司繼續享有其現有稅收優惠，惟須遵守若干過渡性的逐步退出規則以及(iii)引進新稅收優惠，惟須遵守各項資格標準。鑒於本集團並無任何成員公司於中國成立，及本集團成員公司並無任何實際管理組織於中國成立，此外，過往本集團概無任何成員公司已被任何中國稅務機關視為稅收居民，因此，本公司的中國法律顧問北京市中倫律師事務所已告知本公司，本公司被視為中國稅收居民的可能性相對較低。由於稅收居所的概念於中國較為新穎，稅務機關於日後可能聲稱本公司及／或MIE為中國的稅收居民。倘出現此情形，本公司或MIE將須就其全球收入遵守新企業所得稅法。此將促使本公司及MIE須就其所賺取的所有收入按25%的稅率繳納中國企業所得稅。

財務資料

截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度以及截至二零一零年六月三十日止六個月期間，本公司錄得所得稅開支人民幣1.252億元、人民幣1.627億元、人民幣73,500,000元及人民幣88,700,000元。

石油勘探公司亦就按高於中國政府所設定特定水平的價格銷售國內原油所實現的收入部分繳納特別收益金。此收益金由中國政府徵收，自二零零六年三月二十六日起生效。請參閱「影響本公司經營業績的一般因素－特別收益金」。於二零零七年、二零零八年及二零零九年以及截至二零一零年六月三十日止六個月，本公司分別錄得特別收益金約人民幣1.600億元、人民幣5.381億元、人民幣73,300,000元及人民幣1.486億元。

經營業績概要

下表載列所示期間的主要財務資料：

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止 六個月期間	
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	二零零九年	二零一零年
	(人民幣百萬元)			(未經審核)	
綜合收益表數據：					
收益	1,221.6	1,971.7	1,166.8	363.8	947.4
經營開支：					
採購、服務及其他	111.7	96.9	123.6	46.6	61.5
員工薪酬成本	53.0	69.0	67.7	24.8	57.6
折舊、耗損及攤銷	286.8	475.2	445.8	226.5	268.0
物業、廠房及設備減值	-	32.0	-	-	-
銷售及管理費用	131.9	112.7	84.1	29.5	40.5
稅項(所得稅除外)	160.0	538.1	73.3	3.5	148.6
其他(收入)/虧損	(32.8)	(133.8)	131.1	85.8	11.0
總經營開支	710.6	1,190.1	925.6	416.7	587.2
經營溢利/(虧損)	511.0	781.6	241.2	(52.9)	360.2
淨財務費用	(76.9)	(7.8)	(57.3)	(23.6)	(33.0)
除稅前溢利/(虧損)	434.1	773.8	183.9	(76.5)	327.2
所得稅(開支)/利益	(125.2)	(162.7)	(73.4)	2.9	(88.7)
年/期內淨溢利/(虧損) ...	308.9	611.1	110.5	(73.6)	238.5

全面收益表主要項目的概述

收益。本公司收益包括按其於產品分成合同項下所覆蓋油田的權利計算的已售出石油。收益於根據產品分成合同分配的原油得以交付後予以確認。收益僅於本公司已向買家轉讓貨品所有權的重大風險及回報，所產生或將予產生的收益及成本金額可予以可靠計量，以及有關應收款項的回收性得以確保時方予以確認。於會計師報告，僅當石油售予中石油，本公司獲分成的石油分配方入賬作收益。分配予中石油及澳大利亞環球石油的石油並無於本公司的收入表入賬，因此並不會反映在會計師報告的綜合收益表內。

財務資料

經營開支。本公司的經營開支包括採購、服務及其他開支、員工薪酬成本、折舊、耗損及攤銷、物業、廠房及設備減值、銷售及管理費用、稅項（所得稅除外）以及其他收入或虧損。有關三個油田的操作費，例如採購、服務及其他開支、員工薪酬成本及絕大部分銷售及管理費用，由外國合同者承擔48%至80%，此與外國合同者及中石油之間的原油分配相一致。請參閱「－影響本公司經營業績的一般因素－產品分成合同」。

- 採購、服務及其他開支包括操作及維護井及有關設施的直接費用，包括直接材料成本、燃料成本及電力成本、安全費用、第三方成本（例如驅注油成本）、井下操作費、維護及維修費、過濾及採油成本及油氣運輸成本以及其他直接開支及管理費。
- 員工薪酬成本包括員工工資、薪金及津貼、住房補貼及福利及其他開支。
- 有關本公司石油資產的折舊、耗損及攤銷詳情，請參閱「－重大會計政策及估計－物業、廠房及設備」及「－重大會計政策及估計－石油資產」。根據國際財務報告準則，本公司乃根據石油管理資源系統所載的儲量定義對單位產量的折舊、耗損及攤銷進行會計核算。本公司根據估計按各產量協議的條款可從現有設施開採的淨探明已開發產油儲量採用單位產量。
- 物業、廠房及設備減值為資產賬面值與其採用貼現現金流量法釐定的可回收金額之間的差額。截至二零零八年十二月三十一日止年度，本公司產生減值費用人民幣32,000,000元，該費用為因使用貼現現金流量方法（假設原油價格為每桶55美元及貼現率為12%）評估廟3油田的淨可回收金額所產生的非現金開支。本公司於任何其他年度並無產生任何減值費用。請參閱「－重大會計政策及估計－物業、廠房及設備」。
- 銷售及管理費用包括本公司與China National Petroleum Sales Corporation（中石油銷售公司）的銷售合同項下每噸原油每桶人民幣52元的銷售費用以及一般及管理費用，包括公用、運輸、業務相關差旅、辦公室租金成本、設備維修、物業及其他保險、土地使用補償、審計及法律費用、景觀及環境衛生開支、行政相關稅項、已付中石油的培訓及人事費用、應收款項減值撥備及其他雜項開支。
- 稅項（所得稅除外）為就任何石油勘探公司按高於中國政府所設定特定水平的價格銷售國內原油所實現的收入部分已繳納或應繳納予中國政府的特別收益金。請參閱「－影響本公司經營業績的一般因素－特別收益金」。
- 其他（收入）／虧損包括自石油認沽期權所得任何收益或虧損及遠期外匯合同的任何收益或虧損。

財務收入／（費用）。財務收入／（費用）包括財務收入（例如來自儲蓄賬戶的利息收入及外匯匯兌收益）及財務費用（例如利息開支、銀行費用及外匯匯兌虧損）。

財務資料

所得稅開支。所得稅開支包括即期所得稅及遞延所得稅。所得稅乃按用作財務匯報的法定溢利基準而作撥備，並已就收入及開支項目作出調整。適用於本公司的中國企業所得稅稅率截至二零零七年十二月三十一日止年度為30%，而截至二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度以及截至二零一零年六月三十日止六個月期間為25%。請參閱「一 稅項」。

歷史經營業績回顧

截至二零一零年六月三十日止六個月期間與截至二零零九年六月三十日止六個月期間的比較

收益。本公司的收益由截至二零零九年六月三十日止六個月期間的人民幣3.638億元增加人民幣5.836億元或160.4%至截至二零一零年六月三十日止六個月期間的人民幣9.474億元。該增加乃主要由於原油價格及本公司對中石油的銷量上升。

已實現平均油價在截至二零一零年六月三十日止六個月期間為每桶76.72美元，而截至二零零九年六月三十日止六個月期間則為每桶45.48美元。銷量在截至二零一零年六月三十日止六個月期間為1,810,000桶，而截至二零零九年六月三十日止六個月期間則為1,170,000桶。

截至二零一零年六月三十日止六個月期間，更多原油(80%)分配予外國合同者，而於二零零九年同期則為48%，原因為本公司於油田的投資增加。截至二零零九年六月三十日止六個月期間，本公司進行與中石油協議於二零零九年第一季度實施的限產，並於該期間限制油田的投資。由於本公司限制投資，於二零零九年上半年產生的大部分收益為利潤分成油，其48%須分配予外國合同者。請參閱「一 影響本公司經營業績的一般因素 – 產品分成合同」。

經營開支。本公司的經營開支由截至二零零九年六月三十日止六個月期間的人民幣4.167億元增加人民幣1.705億元或40.9%至截至二零一零年六月三十日止六個月期間的人民幣5.872億元，乃主要由於特別收益金、折舊、耗損、攤銷及員工薪酬成本增加，其由其他虧損減少所抵銷。

- **採購、服務及其他開支。**本公司的採購、服務及其他開支由截至二零零九年六月三十日止六個月期間的人民幣46,600,000元增加人民幣14,900,000元或32.0%至截至二零一零年六月三十日止六個月期間的人民幣61,500,000元，乃主要由於銷量在截至二零一零年六月三十日止六個月期間上升。
- **員工薪酬成本。**本公司的員工薪酬成本由截至二零零九年六月三十日止六個月期間的人民幣24,800,000元增加人民幣32,800,000元或132.3%至截至二零一零年六月三十日止六個月期間的人民幣57,600,000元，乃主要由於員工薪酬上升，股份酬金開支增加以及董事及高級管理層的薪酬上漲。於二零一零年上半年，本公司亦產生更多表現花紅及僱用更多僱員。
- **折舊、耗損及攤銷。**本公司的折舊、耗損及攤銷由截至二零零九年六月三十日止六個月期間的人民幣2.265億元增加人民幣41,500,000元或18.3%至截至二零一零年六月三十日止六個月期間的人民幣2.680億元。增加主要由於二零一零年上半年銷量增加。
- **銷售及管理費用。**本公司的銷售及管理費用由截至二零零九年六月三十日止六個月期間的人民幣29,500,000元增加人民幣11,000,000元或37.3%至截至二零一零年六月三十日止六個月期間的人民幣40,500,000元，乃主要由於與銷量上升相關的銷售成本增加。

財務資料

- **稅項 (所得稅除外)**。本公司的稅項 (所得稅除外) 由截至二零零九年六月三十日止六個月期間的人民幣3,500,000元增加人民幣1.451億元至截至二零一零年六月三十日止六個月期間的人民幣1.486億元。該增加乃主要由於(i)鑒於該兩期期間的已實現原油價格上漲以及銷量增加，本公司於二零一零年上半年向中國政府繳納的特別收益金增加 (原因為特別收益金乃基於原油價格按累進從價費率計算及繳納) 及(ii)於二零零九年上半年，中石油代本公司向中國政府繳納特別收益金作為本公司於二零零八年就額外分成繳納特別收益金付款的補償。截至二零零九年及二零一零年六月三十日止六個月，平均售價分別為每桶45.48美元及76.72美元，而截至二零零九年及二零一零年六月三十日止六個月，銷量分別為1,170,000桶及1,810,000桶。於二零零八年，由於額外分成，本公司繳納中石油特別收益金部分人民幣1.086億元。截至二零零九年六月三十日止六個月，中石油就償付額外分成繳納人民幣7,300,000元的到期特別收益金。應繳納的特別收益金的起點為每桶40美元，而費率視乎原油價格上升。請參閱「— 影響本公司經營業績及財務狀況的一般因素 — 特別收益金」。
- **其他 (收入) / 虧損**。截至二零一零年六月三十日止六個月期間，本公司的其他虧損為人民幣11,000,000元，而截至二零零九年六月三十日止六個月期間其他虧損則為人民幣85,800,000元，乃主要由於石油認沽期權虧損由二零零九年上半年的人民幣95,000,000元減至二零一零年上半年的人民幣14,000,000元。

經營溢利 / (虧損)。截至二零一零年六月三十日止六個月期間，本公司的經營溢利為人民幣3.602億元，而截至二零零九年六月三十日止六個月期間則為經營虧損人民幣52,900,000元。該變動乃主要由於收益增加，部分由經營開支增加所抵銷。

淨財務收入 / (費用)。本公司的淨財務費用由截至二零零九年六月三十日止六個月期間的人民幣23,600,000元增加人民幣9,400,000元或39.8%至截至二零一零年六月三十日止六個月期間的人民幣33,000,000元。該增加乃主要由於本公司的未償還貸款增加，部分由利率降低所抵銷。

除所得稅前溢利 / (虧損)。截至二零一零年六月三十日止六個月期間，本公司的除所得稅前溢利為人民幣3.272億元，而截至二零零九年六月三十日止六個月期間則為除所得稅前虧損人民幣76,500,000元。該變動乃主要由於上述因素的累計影響。

所得稅開支 / (抵免)。截至二零一零年六月三十日止六個月期間，本公司的所得稅開支為人民幣88,700,000元，而截至二零零九年六月三十日止六個月期間則為所得稅抵免人民幣2,900,000元。該變動乃主要由於本公司的應課稅收入增加。

淨溢利 / (虧損)。鑒於上文所述，截至二零一零年六月三十日止六個月期間，本公司的淨溢利為人民幣2.385億元，而截至二零零九年六月三十日止六個月期間則為淨虧損人民幣73,600,000元。

全面溢利 / (虧損) 總額。鑒於上文所述，截至二零一零年六月三十日止六個月期間，本公司的全面溢利總額為人民幣2.385億元，而截至二零零九年六月三十日止六個月期間則為全面虧損總額人民幣73,600,000元。

財務資料

截至二零零九年十二月三十一日止年度與截至二零零八年十二月三十一日止年度的比較

收益。本公司的收益由截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣19.717億元減少人民幣8.049億元或40.8%至截至二零零九年十二月三十一日止年度的人民幣11.668億元。該減少乃主要由於原油價格下降，由銷量上升輕微抵銷。

截至二零零九年十二月三十一日止年度，已實現平均油價為每桶58.58美元，而截至二零零八年十二月三十一日止年度則為每桶104.78美元。截至二零零九年十二月三十一日止年度，銷量為2,920,000桶，而截至二零零八年十二月三十一日止年度則為2,720,000桶。於二零零九年，本公司的銷量超過其原油淨產量，乃由於本公司於二零零八年十二月三十一日售出其部分庫存油。二零零九年的銷量包括二零零八年生產的127,907桶原油。截至二零零八年及二零零九年十二月三十一日，本公司的存貨分別為196,927桶及69,020桶原油。

於二零零九年，分配予外國合同者的原油為48%，而於二零零八年則為80%。截至二零零九年十二月三十一日止年度，本公司的油田投資有限。因此，產生的多數收益為利潤分成油，其48%須分配予外國合同者。請參閱「一 影響本公司經營業績的一般因素 — 產品分成合同」。

經營開支。本公司的經營開支由截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣11.901億元減少人民幣2.645億元或22.2%至截至二零零九年十二月三十一日止年度的人民幣9.256億元，乃主要由於因已實現原油價格下降而導致特別收益金減少，並由因石油認沽期權公允價值變動而導致其他損失增加所抵銷。

- **採購、服務及其他開支。**本公司的採購、服務及其他開支由截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣96,900,000元增加人民幣26,700,000元或27.5%至截至二零零九年十二月三十一日止年度的人民幣1.236億元，乃主要由於在截至二零零八年十二月三十一日止年度撥回二零零八年之前計提的安全費用用人民幣34,000,000元及二零零九年銷量增加，並由產品分成分配變動所抵銷。中國法規規定本公司就界定的安全活動產生支出，並根據下文所述的某個百分比的收益計提預期將產生的金額。於二零零八年及二零零九年，有關中國法規的更多數據及詮釋闡明安全費用的會計處理，明確規定安全費用不得計入負債，而應計入其他儲備。因此，截至二零零八年十二月三十一日止年度，本公司撥回二零零六年及二零零七年的未動用安全費用。於二零零九年，分配予外國合同者的原油為48%，而非80%。由於外國合同者應佔收益減少，操作費亦相應減少。
- 根據有關中國法規，安全費用的數額為有關年度收益的2%，該數額乃由留存收益轉至安全基金儲備。本公司就安全相關活動產生的安全支出視乎支出的性質於全面收益表列支或於財務狀況表予以資本化為資產。實際支出其後自安全基金儲備轉至留存收益，惟須受安全基金儲備的結餘所限。
- **員工薪酬成本。**本公司的員工薪酬成本由截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣69,000,000元減少人民幣1,300,000元或1.9%至截至二零零九年十二月三十一日止年度的人民幣67,700,000元，乃主要由於二零零九年上半年產品分成分配變動及員工合理化而致使操作費減少。
- **折舊、耗損及攤銷。**本公司的折舊、耗損及攤銷由截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣4.752億元減少人民幣29,400,000元或6.2%至截至二零零九年十二月三十一日止年度的人民幣4.458億元。二零零九年折舊、耗損及攤銷成本較低乃主要由於二零零九年的儲量更高而導致每單位產量折舊減少。

財務資料

- **物業、廠房及設備減值。**截至二零零八年十二月三十一日，由於油價不斷下降，本公司修訂其所有油田的儲量預測。此儲量回顧及廟3的財務業績暗示廟3賬面值可能出現減值。因此，本公司進行國際財務報告準則所要求的詳細減值評估。因此，截至二零零八年十二月三十一日止年度，本公司產生減值費用人民幣32,000,000元，該費用為因使用貼現現金流量方法（假設原油價格為每桶55美元及貼現率為12%）評估廟3的淨可回收金額而產生的非現金開支。本公司於任何其他年度並無產生任何減值費用。由於油價於二零零九年下半年反彈，本公司的淨探明儲量增加。作為參考，截至二零零九年十二月三十一日及二零一零年三月三十一日，西德克薩斯中質原油價格分別為每桶79.36美元及83.76美元。
- **銷售及管理費用。**本公司的銷售及管理費用由截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣1.127億元減少人民幣28,600,000元或25.4%至截至二零零九年十二月三十一日止年度的人民幣84,100,000元，乃主要由於二零零八年產品分成分配變動及一般及管理費用較高（部分由於因本公司在二零零八年準備於香港的私人配售及〔●〕而產生法律及會計費用）。
- **稅項（所得稅除外）。**本公司的稅項（所得稅除外）由截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣5.381億元減少人民幣4.648億元或86.4%至截至二零零九年十二月三十一日止年度的人民幣73,300,000元。該減少乃主要由於(i)鑒於該兩期期間的已實現原油價格下降，本公司向中國政府繳納的特別收益金減少（原因為特別收益金乃基於原油價格按累進從價費率計算及繳納）及(ii)於二零零九年上半年，中石油代本公司向中國政府繳納特別收益金作為本公司於二零零八年就額外分成繳納特別收益金付款的補償。於二零零八年，本公司繳納的特別收益金人民幣4.296億元與額外分成並無關連，而於二零零九年則為人民幣1.151億元。於二零零八年，由於額外分成，本公司繳納中石油特別收益金部分人民幣1.086億元。於二零零九年，中石油就償付額外分成繳納人民幣41,800,000元的到期特別收益金。因此，本公司二零零九年的稅項（所得稅除外）為人民幣73,300,000元。
- **其他（收入）／虧損。**截至二零零八年十二月三十一日止年度，本公司的其他收入為人民幣1.338億元，乃主要由於二零零八年的非現金未變現收益為人民幣1.298億元，原因為受原油價格波動影響，石油認沽期權公允價值發生變動。截至二零零九年十二月三十一日止年度，本公司的其他虧損為人民幣1.311億元，乃主要由於因石油認沽期權公允價值變動而產生非現金未變現虧損人民幣2.072億元，其部分由石油認沽期權的已變現收益人民幣71,000,000元所抵銷。由於在二零零八年十二月三十一日西德克薩斯中質原油價格為每桶44.60美元，而本公司的石油認沽期權（行權價為每桶62.50美元）直至二零一零年十二月三十一日才到期，本公司於二零零八年的非現金未變現收益為人民幣1.298億元。然而，由於在二零零九年十二月三十一日西德克薩斯中質原油價格為每桶79.36美元，而本公司的石油認沽期權的行權價為每桶62.50美元，故本公司於二零零九年產生非現金未變現虧損人民幣2.072億元。

經營溢利／（虧損）。本公司的經營溢利由截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣7.816億元減少人民幣5.404億元或69.1%至截至二零零九年十二月三十一日止年度的人民幣2.412億元。該減少乃主要由於收益減少，部分由經營開支減少所抵銷。

淨財務收入／（費用）。本公司的淨財務費用由截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣7,800,000元增加人民幣49,500,000元或634.6%至截至二零零九年十二月三十一日止年度的人民幣57,300,000元。該增加乃主要由於本公司在二零零九年的外匯匯兌虧損為人民幣2,200,000元，而於二零零八年則為外匯匯兌收益人民幣42,800,000元，原因為二零零九年人民幣兌美元匯率企穩，而本公司的貸款乃以美元計值及償付。

財務資料

除所得稅前溢利／(虧損)。本公司的除所得稅前溢利由截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣7.738億元減少人民幣5.899億元或76.2%至截至二零零九年十二月三十一日止年度的人民幣1.839億元。該減少乃主要由於上述因素的累計影響。

所得稅開支／(抵免)。截至二零零八年十二月三十一日止年度，本公司的所得稅開支為人民幣1.627億元，而截至二零零九年十二月三十一日止年度則為所得稅開支人民幣73,400,000元。該減少乃主要由於該兩年間的除所得稅前溢利減少。

淨溢利／(虧損)。鑒於上文所述，本公司的淨溢利由截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣6.111億元減少人民幣5.006億元或81.9%至截至二零零九年十二月三十一日止年度的人民幣1.105億元。

截至二零零八年十二月三十一日止年度與截至二零零七年十二月三十一日止年度的比較

收益。本公司的收益由截至二零零七年十二月三十一日止年度的人民幣12.216億元增加人民幣7.501億元或61.4%至截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣19.717億元。該增加的主要原因為因二零零八年首三個季度原油市場需求強勁，故原油價格及銷量增加。

於二零零八年，已實現平均油價為104.78美元，而於二零零七年則為69.00美元。於二零零八年，銷量為2,720,000桶，而於二零零七年則為2,330,000桶。

於二零零八年，由於原油價格上漲，與二零零七年相比，本公司獲配更多利潤分成油。有關詳情，請參閱「－影響本公司經營業績的一般因素－產品分成合同」。

經營開支。經營開支由截至二零零七年十二月三十一日止年度的人民幣7.106億元增加67.5%至截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣11.901億元，乃主要由於折舊、耗損及攤銷增加以及因已實現油價上漲而致使特別收益金增加，由石油認沽期權公允價值變動而導致其他收入增加所抵銷。

- **採購、服務及其他開支。**本公司的採購、服務及其他開支由截至二零零七年十二月三十一日止年度的人民幣1.117億元減少人民幣14,800,000元或13.3%至截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣96,900,000元。該減少乃主要由於在二零零八年撥回於二零零八年之前計提的安全費用人民幣34,000,000元。該減少乃由該兩期期間操作及維護井的支出增加（主要原因為產量增加及已鑽探井數量增加）所抵銷。
- **員工薪酬成本。**本公司的員工薪酬成本由截至二零零七年十二月三十一日止年度的人民幣53,000,000元增加人民幣16,000,000元或30.2%至截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣69,000,000元。該增加乃主要由於本公司因產量增加而僱用的員工數量上升以及該兩期期間的員工薪金增加，由產品分成分配變動（原因為與二零零七年相比，本公司獲配更多利潤分成油）所抵銷。
- **折舊、耗損及攤銷。**本公司的折舊、耗損及攤銷由截至二零零七年十二月三十一日止年度的人民幣2.868億元增加人民幣1.884億元或65.7%至截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣4.752億元。該增加乃主要由於每單位產量的折舊增加及產量增加。
- **物業、廠房及設備減值。**截至二零零八年十二月三十一日，由於油價不斷下降，本公司修訂其所有油田的儲量預測。此儲量回顧及廟3的財務業績暗示廟3賬面值可能出現減值。因此，本公司進行國際財務報告準則所要求的詳細減值評估。因此，截至二零零八年十二月

財務資料

三十一日止年度，本公司產生減值費用人民幣32,000,000元，該費用為因使用貼現現金流量方法（假設原油價格為每桶55美元及貼現率為12%）評估廟3的淨可回收金額而產生的非現金開支。本公司於任何其他年度並無產生任何減值費用。

- **銷售及管理費用。**本公司的銷售及管理費用由截至二零零七年十二月三十一日止年度的人民幣1.319億元減少人民幣19,300,000元或14.6%至截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣1.127億元。該減少乃主要由於因支付予鑽探服務及設備供應商的若干墊款並未回收而於二零零七年就應收款項減值作出撥備人民幣49,800,000元，以及產品分成分配發生變動（原因為與二零零七年相比，本公司獲配更多利潤分成油）。不可回收墊款乃與向若干鑽探服務及設備供應商作出的預付款項有關。該等供應商並無作出交付或提供必要的服務，且不再可取得聯繫。本公司認為該等不可回收墊款為一次性事件，乃由於本公司自此已更有效管理其供應商的信貸風險。該減少乃由銷售開支增加（因該兩個期間的石油銷量增加）及本公司準備於二零零八年在香港進行私人配售及建議〔●〕而產生的法律及會計費用所抵銷。
- **稅項（所得稅除外）。**本公司的稅項（所得稅除外）由截至二零零七年十二月三十一日止年度的人民幣1.600億元增加人民幣3.781億元或236.3%至截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣5.381億元。該增加乃主要由於在二零零八年就額外分成而向中國政府繳納的特別收益金增加以及由於該兩期期間的已實現石油價格增加。
- **其他虧損／（收入）。**本公司的其他收入由截至二零零七年十二月三十一日止年度的人民幣32,800,000元增加人民幣1.010億元或308.1%至截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣1.338億元。該增加乃主要由於二零零八年的非現金未變現收益為人民幣1.298億元，原因為受原油價格波動影響，石油認沽期權公允價值發生變動。由於在二零零八年十二月三十一日西德克薩斯中質原油價格為每桶44.60美元，而本公司的石油認沽期權（行權價為每桶62.50美元）直至二零一零年十二月三十一日才到期，本公司於二零零八年的非現金未變現收益為人民幣1.298億元。該增加乃由遠期外匯合同淨虧損（原因為同期人民幣升值幅度少於預期）所抵銷。

經營溢利。本公司的經營溢利由截至二零零七年十二月三十一日止年度的人民幣5.110億元增加人民幣2.706億元或53.0%至截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣7.816億元。該增加乃主要由於收益增加，部分由經營開支增加所抵銷。

淨財務收入／（費用）。本公司的淨財務費用由截至二零零七年十二月三十一日止年度的人民幣76,900,000元減少人民幣69,100,000元或89.9%至截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣7,800,000元。該減少乃主要由於二零零八年的外匯收益較高，為人民幣42,800,000元。由於本公司來自Standard Bank的貸款以美元計值及償付，而本公司的功能貨幣一直為人民幣，故二零零八年人民幣兌美元升值的幅度較二零零七年為高致使產生匯兌收益。於二零零八年，本公司所有貸款均以美元計值及償付。於二零零七年大部分時間，本公司的貸款為以人民幣計值的短期貸款。因此，概無任何來自人民幣貸款的外匯匯兌收益。於二零零八年，由於銀行借款增加，利息開支上升，本公司的財務費用較二零零七年為高。此外，於二零零七年，本公司的銀行費用上升，主要原因為於二零零七年十月訂立1.5億美元的Standard Bank貸款融資而產生專業費用。

財務資料

除所得稅前溢利。本公司的除所得稅前溢利由截至二零零七年十二月三十一日止年度的人民幣4.341億元增加人民幣3.397億元或78.3%至截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣7.738億元。該增加乃主要由於上述因素的累計影響。

所得稅開支。本公司的所得稅開支由截至二零零七年十二月三十一日止年度的人民幣1.252億元增加人民幣37,600,000元或30.0%至截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣1.627億元。該增加乃主要由於除所得稅前溢利增加，由適用企業所得稅稅率自二零零七年的30%下降至二零零八年的25%所抵銷。

淨溢利。鑒於上文所述，本公司的淨溢利由截至二零零七年十二月三十一日止年度的人民幣3.089億元增加人民幣3.021億元或97.8%至截至二零零八年十二月三十一日止年度的人民幣6.111億元。

流動資金及資本資源

本公司的主要資金來源包括經營活動產生的現金、短期及長期借款及其股東的股權投資，包括TPG於二零零九年七月的私募股權投資。本公司資金的主要用途為用作經營活動、資本支出及償還短期及長期借款。本公司計劃主要透過〔●〕、經營活動產生的現金、短期及長期借款以及現金及現金等價物撥付其資本支出及收購其他油田的權益。截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日以及二零一零年六月三十日，本公司的現金及現金等價物分別為人民幣77,200,000元、人民幣3.821億元、人民幣2.903億元及人民幣2.683億元。截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日以及二零一零年六月三十日，本公司的借款總額分別為人民幣7.305億元、人民幣8.202億元及人民幣13.454億元以及人民幣13.455億元。截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日以及二零一零年六月三十日，本公司的未動用貸款融資分別為50,000,000美元、30,000,000美元、零及零。倘原油價格於日後大幅下降，本公司可能會延遲或減少有關其開發及生產活動資本支出的計劃規模。

於二零一零年上半年，本公司經營活動產生的現金淨額為人民幣5.590億元，投資活動所用的現金淨額為人民幣4.445億元，融資活動所用的現金淨額為人民幣1.365億元，導致現金及現金等價物的減少淨額為人民幣22,000,000元，而截至二零零九年十二月三十一日則為現金結餘。截至二零一零年六月三十日，本公司的營運資金虧損為人民幣1.726億元。有關詳情，請參閱「營運資金」。本公司有能力管理由於自其經營產生的每月現金流量預計為正數的該等狀況，以及有能力與其貿易債權人磋商及修訂條款。經考慮上文所述，董事認為本集團有足夠現金令其能夠償還到期負債。

於二零零九年及二零一零年上半年，本公司因其石油認沽期權而分別實現現金流入10,400,000美元及零。於二零零九年上半年，因原油價格下降及於二零零九年首兩個月本公司與中石油協議的限產而導致收益減少，故本公司的現金流量減少。於二零零九年剩餘期間及二零一零年上半年，鑒於銷量及油價上升，經營活動產生的現金流量有所改善，故本公司的現金流量得以提升。

財務資料

現金流量

下表載列本公司截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度各年及截至二零零九年及二零一零年六月三十日止六個月期間的現金流量。

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月期間	
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	二零零九年	二零一零年
	(人民幣百萬元)				
經營活動產生／					
(所用)的現金淨額.....	517.5	1,449.5	(70.2)	(22.3)	559.0
投資活動(所用)的					
現金淨額.....	(715.3)	(1,278.5)	(881.8)	(262.2)	(444.5)
融資活動產生／					
(所用)的現金淨額.....	248.5	136.7	860.2	—	(136.5)
現金及現金等價物的增加／					
(減少)淨額.....	50.7	307.7	(91.8)	(284.5)	(22.0)
現金及現金等價物的					
匯兌虧損.....	—	(2.8)	—	—	—
期初現金及現金等價物.....	26.5	77.2	382.1	382.1	290.3
期末現金及現金等價物.....	77.2	382.1	290.3	97.6	268.3

經營活動

截至二零一零年六月三十日止六個月期間，經營活動產生的現金淨額為人民幣5.590億元。於二零一零年六月三十日止六個月，本公司經營活動產生的現金淨額包括除所得稅前溢利人民幣3.272億元，並已就折舊、耗損及攤銷人民幣2.680億元、淨利息開支增加人民幣33,000,000元及石油認沽期權未變現公允價值虧損人民幣14,000,000元等在內的項目作出調整。截至二零一零年六月三十日止六個月期間的現金變動包括應付及其他應付款項增加人民幣45,200,000元、應收及其他應收款項減少人民幣34,500,000元及存貨減少人民幣29,300,000元。

截至二零零九年六月三十日止六個月期間，經營活動所用的現金淨額為人民幣22,300,000元。於二零零九年六月三十日止六個月，本公司經營活動產生的現金淨額包括除所得稅前虧損人民幣76,500,000元，並就包括折舊、耗損及攤銷增加人民幣2.265億元、淨利息開支人民幣23,600,000元、石油認沽期權未變現公允價值虧損人民幣1.660億元及貨幣遠期未變現公允價值虧損人民幣14,000,000元等在內的項目作出調整。截至二零零九年六月三十日止六個月期間的現金變動包括應收及其他應收款項減少人民幣20,100,000元及應付及其他應付款項減少人民幣3.424億元。本公司錄得除所得稅前虧損，乃主要由於實際石油價格較低。

截至二零零九年十二月三十一日止年度，經營活動所用的現金淨額為人民幣70,200,000元。於二零零九年十二月三十一日止年度，本公司經營活動所用的現金淨額包括除所得稅前溢利人民幣1.839億元，並就包括折舊、耗損及攤銷增加人民幣4.458億元、利息開支增加人民幣54,900,000元、石油認沽期權未變現公允價值虧損人民幣2.072億元、貨幣遠期未變現公允價值收益人民幣25,200,000元及未變現外匯收益人民幣2,200,000元等在內的項目作出調整。由於油價降低，本公

財務資料

司的除所得稅前溢利於二零零九年亦降低，截至二零零九年十二月三十一日止年度的現金變動包括應付及其他應付款項減少人民幣5.816億元（主要由於向中石油償還額外分成（詳情請參閱下文）及向第三方供應商支付款項）、應收及其他應收款項增加人民幣2.265億元（由於二零零九年十二月售出更多石油，而有關款項於二零一零年初方予回收）及存貨輕微減少人民幣22,200,000元。

截至二零零八年十二月三十一日，本公司的應付及其他應付款項包括已收中石油的預付款項淨額人民幣4.585億元（該款項包括負債人民幣4.878億元）。該項負債來自本公司於二零零七年及二零零八年獲產品分成合同授與671,233桶超出本公司產品分成合同下配額的石油。產生額外分成的原因為本公司於有關年內乃按較高的成本回收百分比80%獲分配石油，儘管其後被釐定本公司的分配本應按利潤分成百分比48%，而隨著年末進行整合程序，本公司基於年內所生產的石油，採用產品分成合同下合適的費用回收及利潤分成百分比釐定分配的實際年度配額。額外分成的數額乃計作負債。產生額外分成的原因為二零零七年下半年及二零零八年石油價格意外增長所致。此外，自出現額外分成以來，本公司及中石油已修訂雙方的原油分配計算方法，以使之嚴格遵循產品分成合同；在此之後，中石油及本公司已根據該計算方法分配石油產量。因此，本公司預期該額外分成為一次性事件。本公司於二零零九年十一月在不損害本公司與中石油的關係及對本公司業務不產生重大影響的前提下能夠解決此分歧。

於二零零八年，經營活動產生的現金淨額為人民幣14.495億元。於二零零八年，本公司錄得除稅前溢利人民幣7.738億元，並已就包括折舊、耗損及攤銷人民幣4.752億元及石油認沽期權未變現公允價值收益人民幣1.298億元等在內的項目作出調整。二零零八年的現金變動包括應付及其他應付款項增加人民幣2.689億元及應收及其他應收款項減少人民幣2.580億元，主要由於上文所述二零零八年產生的額外分成由存貨少量增加人民幣16,400,000元（由於本公司與中石油協定自二零零八年十二月起削減生產，導致本公司庫存油增多）抵銷所致。

於二零零七年，經營活動產生的現金淨額為人民幣5.175億元。於二零零七年，本公司錄得除稅前溢利人民幣4.341億元，並就包括折舊、耗損及攤銷人民幣2.868億元等在內的項目作出調整。二零零七年的現金變動包括應收及其他應收款項增加人民幣2.117億元，主要由於向中石油出售石油（但因本公司的付款期一般為發出發票後三十日，故本公司未就該應收款項收取款項），由應付及其他應付款項輕微增加人民幣41,400,000元（因本公司欠付供應商款項）抵銷所致。

投資活動

截至二零一零年六月三十日止六個月期間，投資活動所用的現金淨額為人民幣4.445億元，主要由於項目開發費用人民幣4.274億元及授予澳大利亞環球石油貸款人民幣17,100,000元所致。

截至二零零九年六月三十日止六個月期間，投資活動所用的現金淨額為人民幣2.622億元，主要由於項目開發費用人民幣2.162億元抵押存款增加人民幣29,400,000元及授予澳大利亞環球石油貸款人民幣17,500,000元所致。

截至二零零九年十二月三十一日止年度，投資活動所用的現金淨額為人民幣8.818億元，主要由於項目開發費用人民幣8.814億元及授予澳大利亞環球石油貸款人民幣21,700,000元，由抵押存款減少人民幣19,500,000元（因本公司於二零零八年七月向吉林省國泰石油開發有限公司提供擔保，而該擔保已於二零零九年解除）部分抵銷所致。

財務資料

於二零零八年，投資活動所用的現金淨額為人民幣12.785億元，主要由於項目開發費用人民幣12.385億元，由本公司董事長兼首席執行官張瑞霖先生償還貸款人民幣79,000,000元抵銷所致。有關本公司購買物業、廠房及設備的資料，請參閱「－資本支出」。

於二零零七年，投資活動所用的現金淨額為人民幣7.153億元，主要由於項目開發費用人民幣8.315億元及向張瑞霖先生作出的免息無抵押貸款人民幣2.073億元，由銀行發行票據予供應商（其須以現金存款作擔保）而形成的抵押存款減少人民幣2.315億元及張瑞霖先生償還貸款人民幣92,200,000元抵銷所致。

融資活動

截至二零一零年六月三十日止六個月期間，融資活動所用的現金淨額為人民幣1.365億元，僅由於支付現金所致。本公司截至二零零九年六月三十日止六個月期間並無錄得任何融資活動所用或產生的現金淨額。

截至二零零九年十二月三十一日止年度，融資活動產生的現金淨額為人民幣8.602億元，由於：(i)自本公司中信銀行國際有限公司及中信銀行廣州提取長期信貸融資人民幣12.432億元；(ii)自本公司中信銀行國際有限公司及中信銀行廣州提取短期循環信貸融資人民幣2.048億元；及(iii)發行系列A優先股所得款項淨額人民幣3.396億元，由：(i)償還Standard Bank貸款融資下人民幣8.250億元；及(ii)償還中信銀行國際有限公司及中信銀行廣州短期循環信貸融資人民幣1.024億元抵銷所致。Standard Bank貸款融資已於二零零九年七月三十一日終止。

於二零零八年，融資活動產生的現金淨額為人民幣1.367億元，主要由於自Standard Bank貸款融資提取人民幣1.367億元所致。

於二零零七年，融資活動產生的現金淨額為人民幣2.485億元，由於來自Standard Bank貸款融資的本公司長期銀行借款所得款項人民幣7.305億元，由償還本公司向中國商業銀行的短期銀行借款人民幣4.820億元抵銷所致。

現金及現金等價物

本公司截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日分別錄得現金及現金等價物人民幣77,200,000元、人民幣3.821億元、人民幣2.903億元及人民幣2.683億元。本公司的現金及現金等價物包括手頭及銀行現金，以及到期日（自獲得時起計）為三個月或以內、可自由為經營活動提供資金的投資。

營運資金

為就本公司現有及日後現金需求維持足夠資金，本公司期望有效管理其現金流量及資本承諾、尋求銀行借款並探尋其他集資方式。目前，考慮到本公司與商業貸款人的關係，本公司相信基於其過往還款及信貸歷史，本公司的現有短期銀行貸款將於到期後獲准延期，而現有信貸融資將根據有關銀行貸款協議的條款及條件繼續有效。

財務資料

截至二零一零年十月三十一日（即就呈列本公司流動資產淨值（負債淨額）狀況的最後可行日期），本公司流動負債淨額合計約為人民幣85,100,000元，其中包括以下項目：

	截至二零一零年 十月三十一日 (人民幣千元)
流動資產	
存貨	39,623
衍生金融工具	28,516
應收及其他應收款項	367,904
抵押存款	30,198
現金及現金等價物	194,274
流動資產合計	660,515
流動負債	
應付及其他應付款項	645,275
借款	100,362
流動負債合計	745,637
流動負債淨額合計	85,122

雖然本公司截至二零一零年六月三十日及二零一零年十月三十一日（最後可行日期）分別錄得流動資產淨值虧損人民幣1.726億元及人民幣85,100,000元，本公司已採取若干步驟，以使之能夠持續經營。因本公司加快資本項目以進一步開發其油田，故營運資金虧損乃在意料之內，而投資成本將自該等油田的日後原油產出中回收。由於預期本公司經營會於每月產生正現金流量，且本公司有能力與貿易債權人協議及修訂期限，因此，本公司有能力處理此等狀況。計及上述事宜後，董事相信本公司擁有充足的現金，以使其於負債到期時償還負債。

本公司通過銷售石油產生收益。根據本公司的產品分成合同，外國合同者須籌集所有開發費用的資金。於支付增值稅及礦區使用費後，石油及產生溢利的能力乃基於產品分成合同下各參與者的(i)回收操作費；(ii)剩餘開發費用；及(iii)作為利潤油分配的餘下部分中的參與權益，分配予彼等。當開發費用未全數回收時，在分配增值稅、礦區使用費及操作費後，外國合同者有權分佔80%的石油。本公司因此有能力於極短期（通常介乎十二至十八個月之間）內回收開發費用。因此，本公司乃利用經營所得資金為其開發項目集資。

倘本公司覺察到有機會提升銷售及提高石油價格，其與其他產品分成合同參與者有能力加快開發項目。而此等機會曾於二零零八年前三季度、二零零九年末及二零一零年上半年出現，因此，本公司已於此等期間加快資本項目。於二零零七年十二月三十一日、二零零八年十二月三十一日及二零零九年六月三十日，淨營運資金虧損乃由於資本開支增加所致，並非為本公司遭受貿易虧損或進行失敗的投資所致。

財務資料

計及本公司目前可用的財務資源、來自本公司經營的現金流量及〔●〕，本公司董事認為本公司於本文件日期〔●〕起至少十二個月內，均擁有充足的營運資金（為本公司目前資金需求的125%）。

現金經營費用

下表載列截至二零一零年六月三十日止六個月期間的若干現金經營費用：

	截至二零一零年 六月三十日止 六個月期間 (人民幣千元)
員工薪酬成本.....	57,596
耗材.....	2,919
燃料、電力、水及其他服務.....	35,959
行政管理費用.....	25,283
環境保護及監控.....	8,836
產品營銷及運輸.....	29,015
所得稅以外的政府稅賦.....	148,617
合計.....	<u>308,225</u>

除本公司日常發展計劃的變動、通貨膨脹引發的變動及與銷售國內原油而徵收的特別收益金有關的非所得稅稅項變動外，本公司預計上述現金經營費用未來不會發生重大變動。有關詳情，請參閱「一 特別收益金」一節。

若干財務狀況表項目

物業、廠房及設備

下表載列本公司截至所示日期物業、廠房及設備的賬面淨值。

	油氣資產	在建工程	辦公室 設備	汽車及 生產設備	合計
	(人民幣百萬元)				
截至二零零七年 十二月三十一日.....	1,559.0	134.3	3.5	10.3	1,707.1
截至二零零八年 十二月三十一日.....	2,372.4	94.2	4.5	15.8	2,486.9
截至二零零九年 十二月三十一日.....	2,495.7	147.3	3.7	18.4	2,665.1
截至二零一零年 六月三十日.....	2,772.4	135.7	2.6	20.8	2,931.5

財務資料

物業、廠房及設備當中，人民幣2,931,378,000元（歷史成本人民幣4,767,741,000元減累計折舊及減值人民幣1,836,363,000元）的資產乃根據本集團與中石油訂立的三份產品分成合同直接予以使用及操作。本集團現時乃該等資產的作業者。待開發費用悉數收回或該等產品分成合同屆滿（以較早者為準）後，中石油將成為此等資產的作業者。

應收及其他應收款項

截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，本公司的應收及其他應收款項總額分別等於人民幣3.419億元、人民幣1.756億元、人民幣5.599億元及人民幣4.772億元，主要包括應收中石油款項及應收有關方款項。截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，本公司應收中石油款項分別等於人民幣1.418億元、零、人民幣50,700,000元及人民幣1.619億元。本公司於二零一零年六月三十日的應收款項總額已於二零一零年十月三十一日前悉數結清。截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，本公司應收有關方的款項分別等於人民幣79,700,000元、人民幣1.396億元、人民幣1.458億元及人民幣1.451億元，主要由於就吉林國泰服務向其支付的預付款項，以及應收澳大利亞環球石油（產品分成合同下10%的外國合同者）的款項所致。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及截至二零一零年六月三十日止六個月，應收賬款週轉天數分別平均為27日、13日、33日及36日。本公司認為應收賬款期通常約為一個月。

應收及其他應收款項最初按公允價值確認，隨後乃採用實際利息法以攤銷成本計量，惟已扣除減值撥備。如有客觀證據顯示本公司無法按應收款項的原有條款回收全部金額，則會對應收款項作出減值撥備。本公司考慮評估貿易賬款是否出現減值的因素包括（但不限於）客戶的重大財務困境、債務人可能宣告破產或進行財務重組，以及欠付或拖欠付款。撥備金額為資產的面值與預期日後現金流量的現值（按原先實際利率貼現）間的差額。資產面值於使用撥備賬時減少，且損失金額於綜合收益表內確認。倘應收款項無法回收，則其乃於應收款項的撥備賬撇銷。先前撇銷的金額如隨後予以回收，則撥回綜合收益表內的開支。

向本公司員工作出的預付款項由截至二零零九年十二月三十一日的人民幣4,000,000元增加至截至二零一零年六月三十日止六個月的人民幣15,000,000元，主要由於本公司計劃於美國上市而進行路演期間產生的開支所致。截至二零一零年十月三十一日，向本公司員工作出的大部分預付款項已予以償付，而餘額為人民幣6,600,000元。

截至二零零七年十二月三十一日止年度，本公司就若干向第三方作出的長期貸款及向供應商作出的預付款項作出撥備人民幣49,800,000元，原因為Microbes（微生物）向本公司轉讓產品分成合同導致本公司經營及人員變動，致使此等款項被認為無法回收。於編製本公司截至二零零七年十二月三十一日止年度的經審核綜合財務報表的過程中，本公司檢討向第三方作出的未收回貸款及向供應商作出的墊款，並就由於(i)應收款項賬齡長或(ii)因人員變動或營運終止而未能聯繫若干交易對手及向該等對手回收款項而認為無法回收的款項作出壞賬撥備。自二零零七年起，本公司已成立一支富有經驗的會計小組，加強本公司的內部控制及控制信貸風險，改善其記錄保存及人員管理，並建立系統以密切監控其供應商的信譽。於二零零九年，本公司完成撇銷該等不可收回貸款。

截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，概無已減值的逾期應收款項。

財務資料

下表載列本公司截至所示日期應收款項的賬齡分析。

	截至十二月三十一日			截至
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	(人民幣百萬元)			二零一零年
0至90日	141.8	–	50.7	161.9
合計	141.8	–	50.7	161.9

應付及其他應付款項

截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，本公司的應付及其他應付款項分別等於人民幣14.972億元、人民幣17.288億元、人民幣10.339億元及人民幣11.185億元，主要包括應付本公司供應商及合同者的款項，以及應付FEEL的金額。本公司於二零一零年六月三十日的應付款項中的31.1%已於二零一零年十月三十一日前償付。供應商包括多個油田作業工作（包括石油鑽井機供應、鑽井服務、壓裂及射孔服務、修井服務、測井服務、油罐運輸服務及油藏研究）的供應商，以及設備及鑽井物料的供應商。截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，應付款項的變動與同期收益增長一致。於二零零七年、二零零八年、二零零九年及截至二零一零年六月三十日止六個月，應付賬款週轉天數平均為266日、239日、454日及254日。二零零九年應付賬款週轉天數增加的原因為全球金融危機影響了石油鑽井活動的整體市場，導致二零零八年第四季度及二零零九年第一季度的油價偏低所致。有鑒於低迷的市場，過低的鑽井活動致使服務供應商及設備供應商願意授出更長的付款期。相似地，於二零零九年一月一日前，本公司須基於鑽井服務供應商的信貸政策，向彼等預付款項。於二零零九年一月一日後，彼等的信貸政策已予變更，無需支付預付款項。服務供應商信貸政策下的信貸期亦於二零零九年一月一日前的一年延長至該日後的兩年。於二零一零年，因市場恢復，本公司的應付款項週轉天數亦回至正常水平。

下表載列本公司截至所示日期應付款項的賬齡分析。

	截至十二月三十一日			截至
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	(人民幣百萬元)			二零一零年
1年以內	1,497.2	1,495.1	863.7	787.0
1年或以上	–	233.7	170.2	331.5
合計	1,497.2	1,728.8	1,033.9	1,118.5

存貨

本公司的存貨包括本公司庫存油及用作原油鑽井及開採的物料及供應品；本公司於自己的倉庫內保存此等存貨。下表載列本公司截至所示日期的存貨。

財務資料

	截至十二月三十一日			截至
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	(人民幣百萬元)			二零一零年
庫存油	9.4	36.3	13.0	14.3
物料及供應品	27.2	37.6	63.1	34.1
合計	36.6	73.9	76.1	48.4

本公司於二零一零年六月三十日的庫存油中的100%已於二零一零年十月三十一日前售出，而本公司於二零一零年六月三十日的物料及供應品中的57.8%已於二零一零年十月三十一日前消耗。鑒於本公司石油生產業務的性質，本公司不會長期積儲原油或物料及供應品。因此，於二零零七年、二零零八年及二零零九年及二零一零年六月三十日止六個月，本公司的存貨週轉天數平均為31日、35日、48日及38日。本公司的管理層會每日監控本公司的石油存貨。就物料及供應品而言，本公司僅就自己的生產目的積儲物料及供應品。本公司會就會計報告進行定期存貨盤點，或進行特別存貨盤點，且本公司管理層會經常審閱存貨報告及至少每月審閱存貨庫齡，或彼等於認為必要時採用計算機化工序追蹤存貨變動及進行庫齡分析。

截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度及截至二零一零年六月三十日止六個月的折舊費用人民幣6,600,000元、人民幣31,400,000元及人民幣9,500,000元及人民幣11,100,000元已包含於上述結餘內。鑒於截至二零零八年十二月三十一日的低石油價格，乃於截至二零零八年十二月三十一日止年度就廟3項目生產的庫存油撥備減值費用人民幣3,900,000元。

資本支出

本公司投資活動所用的現金淨額包括用於開發油田所用的資本支出。下表按油田載列所示期間本公司的資本支出。

	截至十二月三十一日止年度						截至六月三十日止六個月期間			
	二零零七年		二零零八年		二零零九年		二零零九年		二零一零年	
	(人民幣 百萬元)	百分比	(人民幣 百萬元)	百分比	(人民幣 百萬元)	百分比	(人民幣 百萬元)	百分比	(人民幣 百萬元)	百分比
大安	732.9	88.2	934.9	75.5	585.0	66.4	146.7	67.9	264.5	61.9
莫里青	86.4	10.4	263.0	21.2	253.1	28.7	53.2	24.6	140.3	32.8
廟3	11.0	1.3	34.9	2.8	43.3	4.9	16.3	7.5	22.6	5.3
其他	1.2	0.1	5.7	0.5	-	-	-	-	0.0	0.0
合計	831.5	100	1,238.5	100	881.4	100	216.2	100	427.4	100

本公司的資本支出由二零零七年的人民幣8.315億元增加48.9%至二零零八年的人民幣12.385億元，主要由於因本公司於二零零七年鑽探192口總開發井及建設相關設施，而於二零零八年則鑽探389口總開發井及建設相關設施，導致項目開發費用增長所致。本公司的資本支出由二零零八年的人民幣12.385億元減少28.8%至二零零九年的人民幣8.814億元，主要由於因本公司於二零零八年鑽探389口總開發井及相關設施，而於二零零九年則鑽探189口總開發井及建設相關設施，導致項目開發費用減少所致。因石油需求降低，本公司於二零零九年上半年鑽探較少總開發井，但於二零零九年下半年恢復正常鑽井活動。

財務資料

下表按油田載列所示期間本公司的預期資本支出。

	截至十二月三十一日止年度			
	二零一零年		二零一一年	
	(人民幣 百萬元)	百分比	(人民幣 百萬元)	百分比
大安	521	61.4	848	68.6
莫里青	249	29.3	289	22.5
廟3	78	9.2	115	8.9
總計	<u>848</u>	<u>100</u>	<u>1,288</u>	<u>100</u>

因本公司持有產品分成合同90%的參與權益，而澳大利亞環球石油持有外國合同者配額及義務的剩餘10%權益，故本公司的淨資本支出預期為總額的90%。預期將於二零一零年產生的人民幣9.43億元內，本公司已於二零一零年上半年產生資本支出人民幣5.75億元。目前，預期本公司於二零一一年的總資本支出將超過其與中信銀行國際有限公司及中信銀行廣州所訂立的融資協議內最初所列的限額。於二零一零年十一月二十七日，本公司與貸款各方訂立一份補充協議，據此，二零一一年的資本支出限額提高至人民幣12.88億元。

債務

截至二零一零年十月三十一日（即最後可行日期），本公司擁有銀行貸款及其他借款總額人民幣13.024億元。下表載列截至綜合財務狀況表日期本公司借款總額的概要。

	截至十二月三十一日			截至 六月三十日
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	二零一零年
	(人民幣千元)			
銀行借款				
非即期.....	730,460	765,475	1,242,963	1,243,630
即期	—	54,677	102,423	101,863
借款總額.....	<u>730,460</u>	<u>820,152</u>	<u>1,345,386</u>	<u>1,345,493</u>
借款實際利率.....	7.58%	6.51%	6.56%	4.71%

本公司貸款所計的合同利率乃基於於二零零七年及二零零八年財務狀況表日期的倫敦銀行同業拆息加上2.75厘及於二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日的倫敦銀行同業拆息加上4.5厘計算。有關本公司截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日借款承諾（包括利息支付義務）的概要，請參閱「一 合同義務及資本承諾」。

截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，本公司分別擁有銀行貸款及其他借款總額人民幣7.305億元、人民幣8.202億元、人民幣13.454億元及人民幣13.455億元。本公司於此等期間的銀行貸款及其他借款包括計息銀行借款及關聯方貸款。截至

財務資料

二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，計息借款分別等於人民幣7.305億元、人民幣8.202億元、人民幣13.454億元及人民幣13.455億元。本公司的銀行貸款乃以截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度及截至二零一零年六月三十日止六個月每年介乎5.42%至12.60%、5.13%至7.58%、3.21%至6.27%及4.73%至4.81%之間的浮息利率計息。本公司在與主要往來銀行重續或延長短期貸款方面並無遭遇任何困難，亦無於往績記錄期間違反任何貸款契諾。

於二零零六年及二零零七年，本公司自中國商業銀行借得若干短期貸款，主要作營運資金用途。本公司截至二零零六年十二月三十一日的未償還短期銀行借款已於二零零七年全數償還。本公司的短期銀行貸款具固定利率。

於二零零七年十月，本公司自Standard Bank獲得一項五年期1.5億美元的循環美元貸款融資。於二零零七年，本公司該融資下的借款所計利率為倫敦銀行同業拆息加上2.75厘的年利率。於二零零九年一月，本公司與Standard Bank訂立一項補充協議，以修訂若干財務條款，包括將本公司借款利率提升至倫敦銀行同業拆息加上5.75厘的年利率。融資包括有關資產年限覆蓋率（該比率通過計算本公司償還負債後資產價值，評估本公司償還債務的能力）及債務償還覆蓋率（該比率評估本公司償還債務的可用現金）的兩項財務契諾。本公司須維持一項償債準備金支付賬戶，以確保支付融資下到期的利息及本金。該融資主要以本公司所持有的MIE普通股、轉讓本公司用作收取石油收益的銀行賬戶、本公司產品分成合同下的配額、轉讓本公司償債準備金支付賬戶、物業、廠房及設備的固定押記及所有當前及日後資產的浮動押記作抵押。該貸款融資下的所有未償還銀行借款已於二零零九年七月三十一日償還，而該融資已於同日終止。

於二零零九年七月二十八日，MIE與中信銀行國際有限公司及中信銀行廣州訂立一項五年期2.0億美元的定期貸款及循環信貸融資，主要用於償還Standard Bank貸款、開發油田及作營運資金用途。定期貸款並無規定須於首三年償還本金，且本金乃自第三十七個月起開始償還。融資包括兩項長期定期貸款及一項短期循環融資（其可於第三年末轉換為定期融資）。融資下的定期貸款按倫敦銀行同業拆息加上每年4.50厘的年利率計息。定期貸款及循環信貸融資包括若干限制契諾，其中包括限制本公司自中國機構產生超過10,000,000美元額外債務、於〔●〕前宣派超過本公司年度綜合淨溢利15%（除於〔●〕前隨即宣派不超過20,000,000美元的股息外）或於〔●〕後宣派超過本公司年度綜合淨溢利30%的股息、產生留置權、收購或合併其他方或與其綜合入賬以及出售資產的能力。融資包括以下財務契諾：(a)本公司綜合有形資產價值淨值（經若干調整）不得(i)於二零零九年至二零一一年低於人民幣10億元及(ii)於二零一二年低於人民幣15億元；(b)本公司綜合借款總額與綜合有形資產淨值（經若干調整）的比率不得(i)於二零零九年至二零一零年超過140%及(ii)於二零一一年超過100%；(c)本公司綜合借款總額與綜合EBITDA（定義見信貸融資協議）的比率不得(i)於二零零九年至二零一零年超過270%，(ii)於二零一一年至二零一二年超過220%及(iii)於二零一三年超過180%；及(d)本公司總資本支出於任何財政年度不得超過人民幣10億元。根據融資協議，本公司同意促使FEEL及FEEL股東繼續實益擁有不少於本公司或MIE全部已發行股本的51%。融資主要以本公司所持有MIE的100%普通股、FEEL所持有本公司51%的普通股、FEEL的股東所持有FEEL的51%普通股、轉讓本公司用作收取石油收益的銀行賬戶、本公司產品分成合同下的配額、本公司償債準備金支付賬戶押記及轉讓本公司保單的權益作抵押。本公司須維持一項償債準備金支付賬戶，以確保支付融資下到期的利息及本金。本公司於二零零九年七月三十一日自中信銀行國際有限公司提取1.220億美元，償還Standard Bank的貸款。截至二零零九年十二月三十一日，本公司擁有該信貸融資下未償還銀行借款人民幣13.454億元。

財務資料

於二零一零年十一月二十七日，本公司訂立中信銀行融資之補充協議，以修訂本公司與中信銀行國際有限公司及中信銀行廣州的抵押安排，進而使本公司〔●〕，為此，中信銀行國際有限公司及中信銀行廣州要求本公司支付工程費用300,000美元（或2,327,490港元）、豁免費用6,000,000美元（或46,549,800港元）及一筆相等於FEEL〔●〕2.75%的額外豁免費用。根據補充協議，貸款人同意緊接〔●〕前解除FEEL持有的本公司51%普通股及FEEL股東持有的FEEL 51%普通股作為信貸融資的股份抵押。本公司亦同意促使FEEL繼續為本公司最大股東，持有本公司不少於35%已發行股本，並維持對本公司之管理控制。根據補充協議，貸款人亦同意將二零一一年度的許可資本支出由人民幣10億元增加至人民幣12.88億元。與此同時，本公司同意就MIE於信貸融資項下的債務提供公司擔保。貸款人亦批准FEEL於緊隨〔●〕發生後（無論〔●〕正在進行或已經結束）出售本公司最多7%已發行股本的現有股份（包括FEEL的銷售股份），惟FEEL須繼續持有本公司不少於35%已發行股本。

於二零零九年六月十九日，TPG與本公司、MIE及FEEL訂立系列A優先股認購事項及認沽期權協議（「TPG系列A股份購買協議」），據此，TPG按對價53,000,000美元（扣除交易費3,000,000美元）認購21,457,490股系列A優先股。該等系列A優先股可由持有人選擇隨時轉換為本公司普通股，並將於〔●〕前隨即自動轉換為本公司普通股。FEEL向TPG授出一份認沽期權，要求FEEL購買全部或若干系列A優先股，而該等期權保證TPG將以每年15%的複合回報率回收其初始成本。認沽期權將自二零一一年七月十日起可予行使，並將於〔●〕或二零一四年七月十日間的較早日期終止。本公司及MIE共同及各別地對此項義務負責。本公司於二零零九年七月九日將此等系列A優先股發行予TPG。

除本文件本節內「財務資料－債務」所披露者外，截至二零一零年十月三十一日（即就債務聲明而言的最後可行日期），本公司概無任何未償還已發行或同意發行的貸款資本、銀行透支及貸款、債務證券、借款或其他類似債務、承兌負債（除一般貿易匯票外）或承兌信貸、債券、按揭、抵押、財務租賃或租購承諾、擔保或其他重大或有負債。

合同義務及資本承諾

下表載列所示期間本公司的合同義務及資本承諾。

	加權 平均利率	1年以內	1至2年	2至5年	5年以上	未貼現 現金流量 總額	賬面值
				(人民幣百萬元)			
截至二零零七年 十二月三十一日 ⁽¹⁾	7.58%	47.7	106.4	756.3	-	910.4	730.5
截至二零零八年 十二月三十一日 ⁽¹⁾	6.51%	107.9	271.8	609.4	-	989.1	820.2
截至二零零九年 十二月三十一日 ⁽¹⁾	6.56%	168.1	61.2	1,350.1	-	1,579.4	1,345.4
截至二零一零年 六月三十日 ⁽¹⁾	4.71%	167.4	65.7	1,309.2	-	1,542.3	1,345.5

(1) 包括利息支付義務

財務資料

所有本公司截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日的合同義務及資本承諾包括浮息工具（包括長期及短期銀行借款）。本公司擬透過經營所產生的現金流量及來自第三方的額外借款（如必要）償還此等承諾。

負債比率

本公司需要大量資金用於石油生產。本公司通過監控本公司的負債比率（由本公司管理層定義為債務淨額除以資本與債務淨額之和）密切管理資本。

本公司的負債比率（由本公司管理層就資本管理目的定義）計算如下：

	截至十二月三十一日			截至
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
				二零一零年
	(人民幣百萬元，百分比除外)			
借款總額.....	730.5	820.2	1,345.4	1,345.5
減：現金及銀行結餘.....	(77.2)	(382.1)	(290.3)	(268.3)
債務淨額.....	653.3	438.1	1,055.1	1,077.2
權益總額.....	669.4	1,143.8	1,253.4	1,278.0
資本總額.....	1,322.7	1,581.9	2,308.5	2,355.2
負債比率.....	49%	28%	46%	46%

本公司截至二零一零年六月三十日的負債比率相比二零零九年十二月三十一日並無變動。

由於本公司未償還貸款金額增加，故本公司截至二零零九年十二月三十一日的負債比率較二零零八年十二月三十一日有所增加。債務淨額的增加主要由於本公司於二零零九年七月根據中信銀行融資額外借入80,000,000美元所致。權益增加主要由於二零零九年度錄得良好的經營業績所致。

由於本公司權益進一步增加，故本公司截至二零零八年十二月三十一日的負債比率較二零零七年十二月三十一日有所減少。債務淨額減少主要由於於二零零八年八月提取20,000,000美元的銀行貸款所致。權益增加主要由於因二零零八年實際石油價格較高致使本公司於二零零八年錄得良好的經營業績所致。

市場風險

本公司的業務活動面臨眾多市場風險，包括外匯風險、利率風險及商品價格風險。

外匯風險

本公司的外匯風險引致了與匯率變動有關的市場風險。本公司的所有石油銷售乃以美元計值及結算，而本公司的生產成本及開支則以人民幣計值及結算。本公司的功能貨幣為人民幣。截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及截至二零一零年六月三十日，倘美元較人民幣貶值或升值1%，而其他變量為恆定數值，則本公司截至此等年度或期間的除所得稅前溢利將分別增加／減少人民幣9,700,000元、人民幣200,000元、人民幣9,200,000元及人民幣9,400,000元，主要由於換算以美元計值的應收及其他應收款項、銀行存款及借款產生外匯收益或虧損所致。

財務資料

於二零零七年十二月，本公司訂立外匯遠期合同，管理一部分未來現金流量，以防範不利外匯匯率波動的風險。截至二零零八年及二零零九年十二月三十一日未到期外匯遠期合同的名義本金額分別為人民幣3.423億元及零，此乃由於合同於二零零九年十二月到期所致。

利率風險

本公司並無重大計息資產。本公司所面臨的利率風險主要與本公司未償還借款的利率及投資於原到期日為三個月或以內的流動資金投資的多餘現金所產生的利息收入有關。截至二零一零年六月三十日，本公司的長期借款為人民幣12.436億元。本公司的長期借款於截至二零一零年六月三十日止六個月期間的利率為介乎4.73%至4.81%之間的浮息利率。截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度及截至二零一零年六月三十日止六個月，50個基點的利率變動將分別導致年度／期間除所得稅前溢利增加人民幣3,652,000元、人民幣4,100,000元、人民幣6,727,000元及人民幣3,364,000元，或減少人民幣3,652,000元、人民幣4,100,000元、人民幣6,727,000元及人民幣3,364,000元。本公司並無利用任何衍生金融工具管理本公司的利率風險。生息工具附帶一定程度的利率風險。

商品價格風險

本公司從事種類繁多的石油相關業務。原油價格受眾多全球及國內因素影響，該等因素不受本公司控制。價格的波動可能對本公司產生有利或不利影響。國際市場原油價格受眾多因素影響，如全球及地區政策及經濟狀況變動、原油的供求、美元升值或貶值、意外政治事件及爭端以及可能引起國際反響的區域性衝突或戰爭。國內原油價格乃參照國際原油價格釐定。原油價格的下跌可能對本公司的財務表現有不利影響。本公司面臨廣泛買賣石油商品的一般價格波動。

石油認沽期權

本公司利用石油認沽期權部分對沖其所面臨的原油價格波動。於二零零七年十一月，本公司購買一份期權（並非義務），由二零零八年一月一日起至二零一零年十二月三十一日止，按月分期（介乎130,061桶至154,378桶之間）名義上向Standard Bank Plc以每桶行權價格62.50美元出售5,236,710桶原油。期權所涉及價格乃基於西德克薩斯中質原油的原油價格釐定。根據同一協議，本公司亦向Standard Bank Plc出售一份期權，以由二零零八年一月一日起至二零一零年十二月三十一日止，按月分期（介乎130,061桶至154,378桶之間）名義上向本公司以每桶行權價格42.50美元出售5,236,710桶原油，其條款及條件與所購買期權相同。上述安排的影響為倘平均每月石油現貨價格降至低於每桶62.50美元，本公司每月將自Standard Bank Plc就當月的名義體積，收取行權價格每桶62.50美元與西德克薩斯中質原油價格間的差額，惟Standard Bank Plc最高支出的限額為每桶20.00美元。於二零零八年底及二零零九年初，西德克薩斯中質原油價格曾低於62.50美元。於二零零八年及二零零九年，由於石油認沽期權未變現部分的公允價值發生變動，本公司分別錄得非現金未變現收益人民幣1.298億元及非現金未變現虧損人民幣2.072億元。非現金未變現收益或虧損乃於本公司綜合現金流量表列作其他收入或虧損。石油認沽期權下的任何現金已變現收益或虧損將於本公司綜合現金流量表內反映。於二零零八年、二零零九年及二零一零年上半年，本公司分別實現石油認沽期權現金流入3,800,000美元、10,400,000美元及零。倘原油價格上升1美元，則會令認沽期權重新估值導致本公司截至二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度及截至二零一零年六月三十日止六個月除所得稅前溢利減少人民幣9,105,000元、人民幣2,461,559元及人民幣433,000元。

財務資料

本公司的對沖政策

訂立對沖交易

本公司進行對沖交易旨在防範油價下滑的風險。本公司於任何購買期權協議項下的最高潛在負債為已付權利金金額。本公司擁有對沖政策，管理本公司訂立的對沖交易。僅大型國際金融機構活躍於主要石油對沖市場，而本公司僅挑選知名及資金雄厚的金融機構作為其對手，且本公司不會透過小型經紀行或於第二市場購買。張先生及Forrest L. Dietrich先生（均為本公司執行董事及於石油行業擁有逾20年經驗）定期監控石油價格並就訂立石油對沖交易的合適石油價格及數量向董事會及管理層作出建議。本公司亦使用若干於石油對沖業務中活躍的知名銀行及若干行業及金融刊物向其提供有關新聞、經濟事件及其他影響國際石油價格因素的每日市場資訊。該等銀行亦向本公司提供石油的現貨及期貨價格，以及彼等對石油價格的見解。根據本公司管理層的專業知識及該等銀行提供的資料以及其他市場資訊及新聞，本公司對其後一至兩年的石油價格變動構建觀點，並基於其石油生產及投資計劃來決定對沖交易將予以涵蓋的每月產量數量。在進行對沖交易前，本公司要求少數活躍於石油對沖市場且財務實力雄厚的知名主要銀行報價。在考慮潛在對手時，本公司將審閱銀行的公開財務資料，以核實銀行達致若干財務基準，包括資產總值1,000億美元、資產淨值100億美元及市值50億美元。根據本公司搜集所得的市場資料，本公司將編製油價市場分析，包括過往及未來走勢，連同所收報價的比較。該報告隨後將先由兩位執行董事審閱及評價，方向董事會作出推薦意見。在審議採納報價時，本公司會考慮鎖定價、協議款項及其他條款及啟動對沖安排的時限。本公司將隨後訂立一年至兩年的安排，以管理油價下跌的風險。所有石油對沖交易須獲董事會批准。

本公司的對沖政策禁止投機性石油對沖。所訂立的石油對沖乃涵蓋本公司每月石油產量合理的一部分。管理層於作出石油對沖決定時考慮年度石油產量、石油價格遠期曲線、每年的預期鑽探投資、自該等投資所獲取的產量及稅收及政府政策等因素。本公司的石油對沖交易限於涵蓋石油價格可在更大程度的確定性下予以釐定的一段合理期間，通常最長為兩年，並旨在防範油價下滑的風險。本公司會透過僅挑選活躍於石油對沖市場且財務實力雄厚的知名主要銀行及透過要求延遲支付權利金，使本公司得以於對沖安排期內攤長付款時間，從而減低對手風險。在進行對沖交易後，本公司密切監視石油價格，關注任何有關本公司對手的新聞、對手的財務表現及彼等財務狀況的任何變動。本公司管理層亦定期舉行會議，以檢討油價走勢及本公司對沖狀況及政策的成效。

監控對沖交易

本公司的石油認沽期權每月自動結算，結算日期乃於認沽期權協議中指定，通常為每個月最後一日後的第五至第九日。原油浮動價格的計算乃基於有關月份內每個交易日基準石油價格的每日結算價的算術平均數。

管理層緊密監控石油價格變動，並按每月基準結算石油認沽期權。於對沖交易中，本公司的最大風險為支付予對手的權利金及於支付石油認沽協議所載的預先或遞延對沖權利金後，所有月度或任何其他結算將為零或給予本公司的付款。

財務資料

退出對沖交易

本公司通常於石油認沽期權屆滿時退出現有對沖交易，通常為本公司首次訂立該等交易後的一至兩年內。

通脹的影響

本公司相信，通脹對本公司呈列期間的經營業績並無構成重大影響。

須根據上市規則作出的披露

本公司董事確認，截至最後可行日期，除「一 債務」一節所披露者外，概無可能導致須根據上市規則第13.11至13.19條作出披露的情況。

股息及股息政策

任何股息的支付及金額將由本公司董事全權決定，且該等事宜取決於本公司日後經營及盈利、資本要求及盈餘、一般財務狀況、合同限制及董事認為有關的其他因素。任何股息的宣派、支付及金額須遵守本公司的章程文件及開曼群島公司法，包括股東批准。此外，本公司的控股股東將能夠於股東大會上影響本公司股東就支付任何股息所作出的批准。

根據上述因素，本公司計劃從截至二零一一年十二月三十一日止年度起，支付最多為本公司股權持有人應佔本公司年度可分派溢利20%的年度股息。

於二零一零年三月九日，本公司向其股東分派現金股息20,000,000美元。本公司的控股股東FEEL及按猶如已轉換基準參與股息分派的各系列A優先股股東就每股股份收取約0.16美元。於二零零八年十二月、二零零九年七月及二零一零年三月，本公司分別向FEEL宣派金額為20,000,000美元、50,000,000美元及11,900,000美元的視為股息。因FEEL視為以分派所得款項抵扣欠付本公司的未償還結餘，故視為股息為非現金。視為股息導致本公司留存收益減少，而本公司股東應收FEEL貸款亦減少相同金額。

倘本公司根據新企業所得稅法及實施細則被視為中國「居民企業」，則可能須就本公司股份的股息繳納10%的預扣稅。詳情請參閱「稅項－中華人民共和國」。

表外承諾及安排

除上表所述的若干經營義務外，本公司並無訂立任何財務擔保或其他承諾，以為任何第三方的付款義務作出擔保。本公司並無訂立任何與本公司股份有關且分類為股東權益或不反映於本公司綜合財務報表內的衍生合同。此外，本公司並無於轉讓予非綜合實體作為對其信貸、流動資金或市場風險支持的資產中擁有任何保留或或有權益。本公司於向本公司提供融資、流動資金、市場風險或信貸支持，或與本公司從事租賃、對沖或研發服務的非綜合實體中，並無擁有任何可變權益。

近期頒佈的會計公佈

已頒佈的新訂及經修訂會計準則須於日後會計期間強制執行。本公司正在評估該等新訂及經修訂會計準則的影響，並相信其不大可能對本公司的經營業績及財務狀況有任何重大影響。

財務資料

無重大不利變動

本公司董事確認，自二零一零年六月三十日以來，本公司財務或貿易狀況並無任何重大不利變動。

非國際財務報告準則財務計量

本公司已於本文件內加載非國際財務報告準則財務計量EBITDA及經調整EBITDA。本公司已提供EBITDA及經調整EBITDA與年度淨溢利的對賬，該對賬為根據國際財務報告準則計算及呈列的最直接的可資比較財務表現。EBITDA指除財務收入、財務費用、所得稅及折舊、耗損及攤銷前盈利。經調整EBITDA指經調整以扣除股份酬金開支、物業、廠房及設備減值、存貨減值、外匯遠期合同虧損／(收益)淨額、石油認沽期權已變現及未變現虧損／(收益)及安全費用累計／撥回的EBITDA。

EBITDA及經調整EBITDA並非為國際財務報告準則下的標準計量。本公司加載EBITDA及經調整EBITDA乃由於本公司相信EBITDA為油氣行業常用的財務計量。本公司相信EBITDA及經調整EBITDA乃由本公司管理層、投資者、研究分析師及其他人士用作補充財務計量，以在不考慮財務或資本架構的條件下評估本公司相較於業內其他公司的經營表現及資本回報。然而，EBITDA及經調整EBITDA不可獨立於經營業績或其他表現計量予以考慮，亦不可詮釋為經營業績或其他表現計量的替代項目，或詮釋為本公司經營表現或盈利能力的指標。EBITDA及經調整EBITDA並不計及稅項、財務收入、財務費用及其他非經營性現金開支。EBITDA及經調整EBITDA並無考慮可能導致本公司須就任何目的而保留及分配資金的任何業務的功能或法定要求。

財務資料

EBITDA及經調整EBITDA不得被認為是根據國際財務報告準則呈列的年度淨溢利、經營溢利或財務表現或流動資金的任何其他計量的替代項目。本公司的EBITDA及經調整EBITDA不可與其他公司的具類似名稱的項目比較，此乃由於所有公司可能以不同方式計算EBITDA及經調整EBITDA。下表載列EBITDA及經調整EBITDA與各所示期間淨溢利的對賬。

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	二零零九年	二零一零年
	(人民幣百萬元)				
期內淨溢利與EBITDA					
及經調整EBITDA					
的對賬：					
期內淨溢利／(虧損)	308.9	611.1	110.5	(73.6)	238.5
所得稅開支／(利益)	125.2	162.7	73.5	(2.9)	88.7
財務收入	(11.9)	(45.7)	(1.6)	(0.9)	(7.2)
財務費用	88.8	53.5	58.8	24.5	40.2
折舊、耗損及攤銷	286.8	475.2	445.8	226.5	268.0
EBITDA	797.8	1,256.8	687.0	173.6	628.2
股份酬金開支	—	—	3.5	—	19.8
物業、廠房及					
設備減值	—	32.0	—	—	—
存貨減值	—	3.9	—	—	—
外匯遠期合同的虧損／					
(收益)淨額	—	24.7	(5.4)	(5.7)	—
石油認沽期權					
已變現收益	—	(25.7)	(71.0)	(71.0)	—
石油認沽期權未變現					
虧損／(收益)	—	(129.8)	207.2	166.0	14.0
安全費用累計／撥回	19.7	(34.0)	—	—	—
經調整EBITDA	817.5	1,127.9	821.3	262.9	662.0

未來計劃

未來計劃

有關本公司業務策略及未來計劃的詳情，請參閱本文件「業務－本公司的策略」一節。



羅兵咸永道會計師事務所

羅兵咸永道會計師事務所

香港中環
太子大廈22樓

〔草稿〕

MI能源控股有限公司

董事會

〔●〕

敬啟者：

本所（以下簡稱「我們」）謹此就MI能源控股有限公司（「貴公司」）及其附屬公司（統稱為「貴集團」）的財務資料提呈報告，此等財務資料包括於二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日的綜合財務狀況表、貴公司於二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日的財務狀況表以及截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度各年及截至二零一零年六月三十日止六個月（「有關期間」）的綜合收益表、綜合權益變動表及綜合現金流量表，以及主要會計政策概要及其他附註解釋。此等財務資料由貴公司董事編製，並載於下文第I至第III節，以供收錄於貴公司於〔●〕就而刊發的文件（「文件」）附錄一內。

貴公司於二零零八年三月二十日在開曼群島根據開曼群島公司法（經綜合及修訂）註冊成立為獲豁免有限公司。根據下文第II節附註1「一般資料及集團重組」所述的集團重組（已於二零零九年一月十二日完成），貴公司成為現組成貴集團的附屬公司的控股公司（「重組」）。

於本報告日期，貴公司於附屬公司中所擁有的直接及間接權益載列於下文第II節附註1。該等公司全部為私人公司，或如在香港以外地區註冊成立或組成，擁有大致上與在香港註冊成立的私人公司相同的特徵。

根據國際會計準則理事會（「國際會計準則理事會」）頒佈的國際財務報告準則（「國際財務報告準則」）所編製的貴集團於截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度各年的綜合財務報表（「相關財務報表」）已由普華永道中天會計師事務所有限公司根據貴公司的獨立委聘條款進行審核。貴公司附屬公司的財務報表乃根據國際財務報告準則編製。

財務資料已根據相關財務報表或（如適用）貴公司未經審核綜合財務報表編製，且沒有作出任何調整。

董事就財務資料的責任

貴公司董事須負責根據國際財務報告準則編製及真實而公平地列報財務資料。該責任包括設計、實施及維護與編製及真實而公平地列報財務資料相關的內部控制，以使財務資料不存在由於欺詐或錯誤而導致的重大錯誤陳述；選擇及應用適當的會計政策；及按情況作出合理的會計估計。

申報會計師的責任

我們的責任是對財務資料作出意見並將意見向閣下報告。我們已按照香港會計師公會頒佈的核數指引3.340〔●〕執行我們的程序。

意見

我們認為，就本文件而言，財務資料已真實而公平地反映貴公司於二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日的事務狀況及貴集團於二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日的事務狀況，以及貴集團截至該等日期止各有關期間的業績及現金流量。

審閱報告期末的比較財務資料

我們已審閱文件附錄一所包含下文第I至III節所載報告期末的比較財務資料，此等財務資料包括截至二零零九年六月三十日止六個月的綜合收益表、綜合權益變動表及綜合現金流量表，以及主要會計政策概要及其他附註解釋（「報告期末的比較財務資料」）。

董事負責根據下文第II節附註2所載符合國際財務報告準則的會計政策，編製及列報報告期末的比較財務資料。

我們的責任是根據我們的審閱，對報告期末的比較財務資料作出結論。我們已根據國際審計及鑒證準則理事會頒佈的國際審閱準則第2410號「由實體的獨立核數師執行中期財務資料審閱」進行審閱。審閱包括主要向負責財務及會計事務的人員作出查詢，及應用分析性及其他審閱程序。審閱的範圍遠較根據國際審計準則進行審核的範圍為小，故不能令我們可保證我們將知悉在審核中可能被發現的所有重大事宜。因此，我們不發表審核意見。

按照我們的審閱，我們並無發現任何事項，令我們相信就本文件而言報告期末的比較財務資料在各重大方面未有根據下文第II節附註2所載的會計政策編製，而此等會計政策乃符合國際財務報告準則。

附錄一

會計師報告

I. 財務資料

下表為貴集團於二零零七年、二零零八年、二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日及截至二零零七年、二零零八年、二零零九年十二月三十一日止年度各年及截至二零一零年六月三十日止六個月的財務資料（「財務資料」）。

綜合財務狀況表

	附註	於十二月三十一日			於六月三十日
		二零零七年 人民幣千元	二零零八年 人民幣千元	二零零九年 人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
資產					
非流動資產					
物業、廠房及設備	6	1,707,106	2,486,943	2,665,143	2,931,523
無形資產	7	558	6,043	2,599	1,617
衍生金融工具	8	–	94,912	–	–
應收股東款項	12	449,438	–	–	–
應收及其他應收款項	9	–	71,805	70,360	114,567
		<u>2,157,102</u>	<u>2,659,703</u>	<u>2,738,102</u>	<u>3,047,707</u>
流動資產					
存貨	11	36,582	73,858	76,078	48,408
衍生金融工具	8	–	132,761	20,307	6,243
應收及其他應收款項	9	341,937	103,796	489,571	362,631
應收股東款項	12	359,550	422,880	81,074	–
抵押存款	10	–	50,222	30,729	30,606
現金及現金等價物	13	77,166	382,119	290,271	268,329
		<u>815,235</u>	<u>1,165,636</u>	<u>988,030</u>	<u>716,217</u>
資產總值		<u><u>2,972,337</u></u>	<u><u>3,825,339</u></u>	<u><u>3,726,132</u></u>	<u><u>3,763,924</u></u>
權益					
貴集團股權持有人應佔					
資本及儲備					
普通股	14	684	684	659	535
優先股	14	–	–	171	420
其他儲備	15	(270)	49,023	403,909	424,311
留存收益		668,953	1,094,058	848,707	852,754
權益總額		<u>669,367</u>	<u>1,143,765</u>	<u>1,253,446</u>	<u>1,278,020</u>
負債					
非流動負債					
資產棄置義務	16	27,702	4,624	6,978	9,270
淨遞延所得稅負債	17	47,574	102,770	86,400	12,625
應付及其他應付款項	18	–	233,688	170,235	331,554
借款	19	730,460	765,475	1,242,963	1,243,630
		<u>805,736</u>	<u>1,106,557</u>	<u>1,506,576</u>	<u>1,597,079</u>
流動負債					
衍生金融工具	8	–	25,257	–	–
應付及其他應付款項	18	1,497,234	1,495,083	863,687	786,962
借款	19	–	54,677	102,423	101,863
		<u>1,497,234</u>	<u>1,575,017</u>	<u>966,110</u>	<u>888,825</u>
負債總額		<u>2,302,970</u>	<u>2,681,574</u>	<u>2,472,686</u>	<u>2,485,904</u>
權益及負債總額		<u>2,972,337</u>	<u>3,825,339</u>	<u>3,726,132</u>	<u>3,763,924</u>
流動資產淨值／(流動負債淨額)		<u>(681,999)</u>	<u>(409,381)</u>	<u>21,920</u>	<u>(172,608)</u>
資產總值減流動負債		<u>1,475,103</u>	<u>2,250,322</u>	<u>2,760,022</u>	<u>2,875,099</u>

附錄一

會計師報告

財務狀況表

	於十二月三十一日		於六月三十日
	二零零八年	二零零九年	二零一零年
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
資產			
非流動資產			
於MIE投資	–	1,371,125	1,390,867
應收MIE款項	–	323,713	321,691
	–	1,694,838	1,712,558
流動資產			
現金及現金等價物	10	33	25
待攤費用	–	12,786	15,727
	10	12,819	15,752
資產總值	10	1,707,657	1,728,310
權益			
資本及儲備			
普通股	–	659	535
優先股	–	171	420
其他儲備	–	1,707,585	1,710,588
累計虧損	(368)	(3,482)	(1,346)
權益總額	(368)	1,704,933	1,710,197
負債			
流動負債			
應付薪金	368	–	–
股份增值權負債	–	2,260	16,660
其他負債	–	464	1,453
應付MIE款項	10	–	–
負債總額	378	2,724	18,113
權益及負債總額	10	1,707,657	1,728,310
流動資產淨值／(流動負債淨額)	(368)	10,095	(2,361)
資產總值減流動負債	(368)	1,704,933	1,710,197

附錄一

會計師報告

綜合收益表

	附註	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
		二零零七年 人民幣千元	二零零八年 人民幣千元	二零零九年 人民幣千元	二零零九年 人民幣千元 (未經審核)	二零一零年 人民幣千元
收益	5	1,221,624	1,971,688	1,166,827	363,760	947,364
經營開支						
採購、服務及其他		(111,729)	(96,905)	(123,587)	(46,587)	(61,546)
員工薪酬成本	20	(52,996)	(69,014)	(67,651)	(24,756)	(57,596)
折舊、耗損及攤銷		(286,792)	(475,172)	(445,824)	(226,547)	(268,015)
物業、廠房及設備減值	6	-	(32,000)	-	-	-
銷售開支		(16,962)	(23,355)	(21,861)	(6,782)	(15,183)
管理費用		(65,054)	(89,249)	(62,253)	(22,762)	(25,283)
其他應收款項減值撥備	9	(49,843)	-	-	-	-
稅項(所得稅除外)	21	(159,998)	(538,126)	(73,308)	(3,497)	(148,617)
其他收入/(虧損)	22	32,777	133,758	(131,124)	(85,774)	(10,960)
總經營開支		<u>(710,597)</u>	<u>(1,190,063)</u>	<u>(925,608)</u>	<u>(416,705)</u>	<u>(587,200)</u>
經營溢利/(虧損)		511,027	781,625	241,219	(52,945)	360,164
財務收入	23	11,897	45,673	1,552	930	7,260
財務費用	23	(88,808)	(53,460)	(58,832)	(24,553)	(40,246)
淨財務費用	23	<u>(76,911)</u>	<u>(7,787)</u>	<u>(57,280)</u>	<u>(23,623)</u>	<u>(32,986)</u>
除所得稅前溢利/ (虧損)		434,116	773,838	183,939	(76,568)	327,178
所得稅(開支)/利益	24	<u>(125,163)</u>	<u>(162,748)</u>	<u>(73,462)</u>	<u>2,909</u>	<u>(88,723)</u>
年/期內淨溢利/ (虧損)		<u>308,953</u>	<u>611,090</u>	<u>110,477</u>	<u>(73,659)</u>	<u>238,455</u>
年/期內綜合收益/ (虧損)總額		<u>308,953</u>	<u>611,090</u>	<u>110,477</u>	<u>(73,659)</u>	<u>238,455</u>
貴公司股權持有人應佔 溢利/(虧損)之 每股盈利/(虧損)						
每股基本盈利/(虧損) (每股以人民幣列示)	29	<u>3.1</u>	<u>6.1</u>	<u>1.0</u>	<u>(0.7)</u>	<u>2.0</u>
每股攤薄盈利/(虧損) (每股以人民幣列示)	29	<u>3.1</u>	<u>6.1</u>	<u>1.0</u>	<u>(0.7)</u>	<u>2.0</u>

附錄一

會計師報告

綜合權益變動表

	附註	普通股	優先股	其他儲備	留存收益	權益總額
		人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
於二零零七年一月一日		684	-	(270)	360,000	360,414
年內綜合收益						
年內淨溢利		-	-	-	308,953	308,953
		-	-	-	308,953	308,953
於二零零八年一月一日		684	-	(270)	668,953	669,367
年內綜合收益						
年內淨溢利		-	-	-	611,090	611,090
轉撥至安全基金儲備	15	-	-	49,293	(49,293)	-
		-	-	49,293	561,797	611,090
與擁有人交易						
視為股息分派	25	-	-	-	(136,692)	(136,692)
與擁有人交易總額		-	-	-	(136,692)	(136,692)
於二零零九年一月一日		684	-	49,023	1,094,058	1,143,765
年內綜合收益						
年內淨溢利		-	-	-	110,477	110,477
轉撥至安全基金儲備	15	-	-	14,213	(14,213)	-
		-	-	14,213	96,264	110,477
與擁有人交易						
僱員購股權	14c	-	-	1,224	-	1,224
發行可贖回普通股	14a	-	-	(35,043)	-	(35,043)
註銷可贖回普通股	14a	-	-	35,043	-	35,043
為現金發行系列A優先股	14b	-	146	339,449	-	339,595
為交換普通股發行 系列A優先股	14b	-	25	61,429	-	61,454
註銷普通股	14b,15	(25)	-	(61,429)	-	(61,454)
視為股息分派	25	-	-	-	(341,615)	(341,615)
與擁有人交易總額		(25)	171	340,673	(341,615)	(796)
於二零零九年 十二月三十一日		659	171	403,909	848,707	1,253,446

附錄一

會計師報告

綜合權益變動表（續）

	附註	普通股	優先股	其他儲備	留存收益	權益總額
		人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
截至二零零九年						
六月三十日止六個月						
（未經審核）						
於二零零九年一月一日結餘		684	–	49,023	1,094,058	1,143,765
期內綜合收益						
期內淨虧損		–	–	–	(73,659)	(73,659)
轉撥至安全基金儲備		–	–	3,507	(3,507)	–
		–	–	3,507	(77,166)	(73,659)
與擁有人交易						
發行可贖回普通股	14a	–	–	(35,043)	–	(35,043)
於二零零九年六月三十日		<u>684</u>	<u>–</u>	<u>17,487</u>	<u>1,016,892</u>	<u>1,035,063</u>
截至二零一零年						
六月三十日止六個月						
於二零一零年一月一日結餘		659	171	403,909	848,707	1,253,446
期內綜合收益						
期內淨溢利		–	–	–	238,455	238,455
轉撥至安全基金儲備	15	–	–	16,824	(16,824)	–
貨幣換算差額		–	–	(1,646)	–	(1,646)
		–	–	15,178	221,631	236,809
與擁有人交易						
僱員購股權		–	–	5,349	–	5,349
註銷普通股	14a,15	(124)	–	(614,047)	–	(614,171)
為交換普通股發行						
系列B優先股	14b,15	–	249	613,922	–	614,171
現金股息分派	25	–	–	–	(136,532)	(136,532)
視為股息分派	25	–	–	–	(81,052)	(81,052)
於二零一零年六月三十日		<u>535</u>	<u>420</u>	<u>424,311</u>	<u>852,754</u>	<u>1,278,020</u>

附錄一

會計師報告

綜合現金流量表

	附註	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
		二零零七年	二零零八年	二零零九年	二零零九年	二零一零年
		人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元 (未經審核)	人民幣千元
經營活動產生的現金流量						
經營產生的現金	26	587,408	1,694,427	38,631	3,049	751,161
已付利息		(36,769)	(51,932)	(58,629)	(24,867)	(31,965)
已付所得稅		(33,134)	(192,983)	(50,264)	(500)	(160,150)
經營活動產生／(所用)的 現金淨額		<u>517,505</u>	<u>1,449,512</u>	<u>(70,262)</u>	<u>(22,318)</u>	<u>559,046</u>
投資活動所用的現金流量						
購買物業、廠房及設備		(831,453)	(1,238,537)	(881,374)	(216,162)	(427,439)
抵押存款減少／(增加)		231,450	(50,222)	19,460	(29,449)	–
股東償還貸款		92,246	78,983	–	–	–
授予股東貸款		(207,250)	–	–	–	–
授予產品分成合同夥伴貸款		(4,445)	(88,272)	(21,733)	(17,500)	(17,070)
股東償還貸款		–	16,988	–	–	–
已收利息		4,108	2,577	1,834	866	53
投資活動所用的現金淨額		<u>(715,344)</u>	<u>(1,278,483)</u>	<u>(881,813)</u>	<u>(262,245)</u>	<u>(444,456)</u>
融資活動產生的現金流量						
借款所得款項		730,460	136,690	1,447,977	–	–
償還借款		(481,950)	–	(927,345)	–	–
發行優先股所得款項		–	–	339,595	–	–
已付現金股息		–	–	–	–	(136,532)
融資活動產生／(所用)的 現金淨額		<u>248,510</u>	<u>136,690</u>	<u>860,227</u>	<u>–</u>	<u>(136,532)</u>
現金及現金等價物的增加／ (減少)淨額		50,671	307,719	(91,848)	(284,563)	(21,942)
現金及現金等價物的 匯兌虧損		–	(2,766)	–	–	–
年／期初現金及現金 等價物		<u>26,495</u>	<u>77,166</u>	<u>382,119</u>	<u>382,119</u>	<u>290,271</u>
年／期末現金及現金 等價物	13	<u>77,166</u>	<u>382,119</u>	<u>290,271</u>	<u>97,556</u>	<u>268,329</u>

II. 綜合財務資料附註

1 一般資料及集團重組

貴公司由Far East Energy Limited (「FEEL」) (一家於香港註冊成立的有限公司) 於二零零三年五月十六日註冊成立。於二零零九年一月十二日之前，FEEL的兩名直接最終股東張先生及趙先生合共擁有FEEL99.9%的權益。於二零零九年十一月二十日，彼等訂立一致行動協議。張先生及趙先生分享所有權及一致行動協議致使彼等通過FEEL最終控制貴公司。

MI Energy Corporation (「MIE」) 於開曼群島註冊成立的有限公司，居所位於中華人民共和國 (「中國」)。MIE為FEEL的全資附屬公司，而FEEL則為於截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日止財政年度MIE的最終控股公司。於二零零九年一月十二日，因根據下文所述的重組，MIE成為貴公司的全資附屬公司，而貴公司成為FEEL的附屬公司，故該關係已告終結。張先生及趙先生通過彼等於FEEL的控股權益最終控制MIE。

於二零零九年一月十二日，FEEL重組其附屬公司，以準備〔●〕貴公司的股份及作為MIE當時1.5億美元Standard Bank銀行融資修訂的一部分。根據重組，貴公司向FEEL發行額外99,999,000股普通股，以交換MIE50,000股普通股，該等普通股為交換時FEEL所持有的MIE的全部權益 (「重組」) (見附註2(a))。因此，MIE成為貴公司的全資附屬公司 (統稱「貴集團」)，並於貴公司註冊成立前的有關期間 (定義見下文) 為其前身實體。FEEL成為MIE的最終母公司。於重組後，張先生及趙先生通過FEEL繼續最終控制貴公司及MIE。

貴集團主要通過MIE於二零零一年獲得位於四個油區的四個產品分成項目從事開發、生產及銷售原油。於二零零一年五月二十六日，MIE獲配所有Microbes, Inc. (微生物) (其當時的母公司) 於四個油區的產品分成合同 (「產品分成合同」) 90%的外國參與權益 (即與中石油合作的吉林省大安、莫里青及廟3區塊及山東省勝利羅家義64區塊)。貴集團通過其四個產品分成項目開展其石油生產業務。大安及廟3項目於一九九七年成立，而莫里青項目則於一九九八年成立。該三個項目的期限為三十年，而其商業生產期則最多為二十年。貴集團為此四個產品分成合同的作業者。貴集團及澳大利亞環球石油公司 (「澳大利亞環球石油」) 於首三個產品分成合同的外國參與權益內分別持有90%及10%的權益。(附註2(c))。

截至二零零五年一月一日，大安項目處於商業生產階段。截至二零零八年十月一日，廟3項目開始商業生產。截至二零零八年十二月一日，莫里青項目亦開始商業生產。於二零零六年，羅家義64區塊終止作業，而於二零零五年，MIE的有關投資已全數撤銷 (附註27(b))。

2 主要會計政策概要

(a) 編製基準

貴公司根據國際會計準則理事會頒佈的國際財務報告準則 (「國際財務報告準則」) 編製隨附綜合財務資料。

貴集團於二零零九年一月的重組涉及FEEL的附屬公司、貴公司及MIE。因此，上述重組及貴公司與其前身實體MIE合併被認為是在FEEL最終控股股東張先生及趙先生共同控制下的

2 主要會計政策概要 – 續

(a) 編製基準 – 續

實體重組。此外，FEEL於重組前直接控制貴公司及MIE，並於重組後繼續控制貴集團。因此，在國際財務報告準則並無適用指引的情況下，貴公司將上文附註1所述的重組作為共同控制下的實體重組以類似權益集中法進行處理。

按上文所述基準，本財務資料呈列現在組成貴集團的貴公司及MIE自最早呈列日期（二零零七年一月一日）至截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度及截至二零一零年六月三十日止六個月（「有關期間」）的綜合經營業績及現金流量及貴集團截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及截至二零一零年六月三十日的綜合財務狀況，猶如重組已自最初即已完成，及貴公司於有關期間已進行業務活動。因此，貴公司及MIE的資產、負債、收益及開支乃列為其歷史金額。所有呈列期間綜合財務狀況表內的股本金額反映貴公司重組後的股本。有關期間任何差額乃於其他儲備內記錄。

集團間重大交易及結餘乃於綜合入賬時銷賬。

編製綜合財務資料時採用的主要會計政策載於下文。除另有所述者外，該等政策已於呈列年度持續應用。綜合財務資料乃按歷史成本法編製，經對按公允價值計入損益賬的衍生金融工具重新估值進行修正。

雖然貴集團於二零一零年六月三十日錄得流動資產淨值虧損人民幣172,608,000元，貴集團已採取若干步驟，以使之能夠持續經營。因貴集團加快資本項目，故營運資金虧損乃在意料之內。由於預期貴集團經營會於每月產生正現金流量，且其有能力與貿易債權人協定及修訂期限，因此，貴集團有能力處理此等狀況。計及上述事宜後，董事相信貴集團擁有充足的現金，以使其於負債到期時償還負債。因此，綜合財務資料乃按持續經營基準編製。

按國際財務報告準則編製綜合財務資料須採用若干重要會計估計。其亦要求管理層在應用貴集團的會計政策時作出判斷。涉及更高程度判斷及複雜性的領域，或假設及估計對綜合財務資料屬重大的領域，在附註4內披露。

新訂會計準則

(i) 貴集團採納的新訂準則、現有準則的修訂本及詮釋如下：

- 國際會計準則第7號（修訂本）「現金流量表」於二零一零年一月一日或之後開始的期間生效。修訂本規定導致於財務狀況表產生認可資產的支出方被分類為投資活動。

2 主要會計政策概要 – 續

(a) 編製基準 – 續

新訂會計準則 – 續

- 國際財務報告準則第2號(修訂本)「股份支付」於二零零九年七月一日或之後開始的年度生效。國際財務報告準則第2號(修訂本)「集團現金結算股份支付交易」自二零一零年一月一日起生效。除包含國際財務報告詮釋委員會詮釋第8號「國際財務報告準則第2號的範圍」及國際財務報告詮釋委員會詮釋第11號「國際財務報告準則第2號—集團及庫存股份交易」外，修訂本亦擴大國際財務報告詮釋委員會詮釋第11號的指引，以處理該詮釋未涉及的集團安排的分類。

採納此等新訂準則及修訂本對貴集團或貴公司的財務資料並無重大影響。

(ii) 尚未生效及未提前採納的新訂準則、現有準則的修訂本及詮釋

- 國際財務報告準則第9號「金融工具」於二零零九年十二月頒佈。該準則處理金融資產的分類及計量，可能影響貴集團對其金融資產的會計方法。該準則於二零一三年一月一日後適用，惟可獲提前採納。
- 經修訂國際會計準則第24號「關聯方披露」於二零零九年十一月頒佈。其取代於二零零三年頒佈的國際會計準則第24號「關聯方披露」。經修訂國際會計準則第24號須於二零一一年一月一日起採納，惟可提前採納該修訂的全部或部分。
- 「供股分類」(國際會計準則第32號修訂本)於二零零九年十月頒佈。就換取定額外幣提呈的供股而言，現行慣例規定將此等供股計作衍生負債。該修訂本指明，倘按比例向實體的所有同類現有股東發行供股以換取定額貨幣，供股須分類為權益，而不論行權價的列值貨幣。該修訂本須於二零一零年二月一日或之後開始的年度期間適用，惟可獲提前採納。
- 國際財務報告詮釋委員會第19號「以股本工具抵銷金融負債」。該詮釋澄清當實體與其債權人重新協定一項金融負債的條款，而債權人同意接受實體的股份或其他股本工具以清償全部或部分金融負債時，國際財務報告準則的規定。該詮釋於二零一零年七月一日或之後開始的年度期間適用，惟可獲提前採納。
- 對二零一零年國際財務報告準則的改進於二零一零年五月頒佈。生效日期因不同準則有所差異，但多數準則於二零一一年一月一日開始生效。

貴集團正審閱上述準則的影響，且預期不會於現階段對貴集團或貴公司的財務資料造成重大影響。

2 主要會計政策概要 – 續

(b) 綜合

附屬公司

附屬公司為貴集團有權控制其財政及經營政策的所有實體，一般附帶擁有其過半數投票權的股權。於評估貴集團是否控制另一實體時，會考慮現時可行使或可轉換的潛在投票權之存在及影響。附屬公司的資產、負債及經營業績乃自其控制權轉讓予貴集團之日起於綜合財務報表內列賬。

其於控制權終止之日起不再於綜合財務資料內確認或列賬。貴集團採納以交換價列賬合併共同控制實體的會計政策。因此，轉讓實體的資產及負債乃以歷史金額入賬，該等金額乃由國際財務報告準則下的前任擁有人釐定。上文附註1所述的重組乃以前身價值列賬，猶如貴公司自控股股東開始共同控制附屬公司時已為控股公司。已付對價與收購實體資產及負債總價值之間的差額乃確認為實體調整，並作為資本儲備呈列。

公司間交易、結餘及集團公司間交易的未變現收益乃予以註銷。未變現虧損亦予以註銷，除非交易提供轉讓資產已減值的證據則另作別論。已於必要時更改附屬公司的會計政策，以確保其與貴集團所採納的政策一致。

(c) 產品分成合同

貴集團通過產品分成合同與其他方共同進行開發及生產活動。該等合同建立開發及生產活動的共同控制。該等資產並非由獨立法人實體擁有，而由產品分成合同的個人參與者控制。各參與者有權享有相關產品預先釐定的份額，並承擔協定份額的成本。

綜合財務資料反映：

- (i) 用於共同控制經營的MIE資產；
- (ii) MIE已產生的任何負債；
- (iii) 就共同生產而與其他產品分成合同參與者共同產生的任何負債內MIE的份額；
- (iv) 來自銷售或使用產品內MIE份額的收入，及其攤佔生產所產生的任何開支；及
- (v) MIE就產品權益所產生的任何開支。

2 主要會計政策概要 – 續

(c) 產品分成合同 – 續

根據與中石油的三份產品分成合同，原油的年度總產量在支付增值稅及專有權費後，將首先被視為費用回收油，並將按如下步驟用於費用回收：

- 就MIE及澳大利亞環球石油（統稱「外國夥伴」）及中石油實際產生的操作費作出實物付款。
- 費用回收油的剩餘部分在支付操作費後，將被視為投資回收油。該投資回收油將被用於按中石油分佔20%及外國夥伴分佔80%的比例，同步回收外國夥伴所產生的先導試驗期成本、開發費用及中石油所支付的前期開發費用。訂約方未回收的成本則被結轉至隨後日曆年的投資回收油，並於其中回收，直至全數回收為止。
- 於任何日曆年，在當期先導試驗期成本及開發費用回收後，該期間原油的總產量的剩餘部分將按中石油分佔52%及外國夥伴分佔48%的比例進行分配。
- 開始商業生產後所產生的操作費將分別由中石油及外國夥伴按石油分配的比例予以支付。

澳大利亞環球石油有權分佔物業、廠房及設備、收入及開支中10%的外國參與權益。貴集團代表澳大利亞環球石油收取收入，並支付開支。此等款項已記錄於澳大利亞環球石油有關賬目內（附註28）。

(d) 外幣換算

(i) 功能及呈列貨幣

貴集團各實體財務資料內的項目乃採用該實體經營所在地主要經濟環境的貨幣（「功能貨幣」）進行計量。貴集團大多數資產及經營乃位於中國，故貴公司及MIE的功能貨幣為人民幣（「人民幣」）。綜合財務資料的呈列貨幣為人民幣。

(ii) 交易及結餘

外幣交易乃按交易日期普遍的匯率換算為功能貨幣。結算此等交易及按年末匯率換算以外幣計值的貨幣資產及負債所導致的外匯收益及虧損，乃記錄於綜合收益表內。

與借款有關的外匯收益及虧損乃計入綜合收益表內，列作「財務收入」或「財務費用」。其他外匯收益及虧損乃計入綜合收益表內，列作「其他收入」。

2 主要會計政策概要 – 續

(e) 物業、廠房及設備

物業、廠房及設備（包括油氣資產）乃按歷史成本減累計折舊、耗損、攤銷及減值呈列。歷史成本包括收購項目直接應佔的支出。

當貴集團可能獲得與項目有關的未來經濟利益，且項目成本能可靠計量時，隨後產生的成本方計入資產的面值，或確認為單獨資產（如適用）。任何被取代部分的面值則不再確認。所有其他維修及維護乃計入其產生的呈報年度的綜合收益表內。

除油氣資產外，折舊乃採用直線法分攤其估計可用年限的成本減剩餘價值，詳情如下：

辦公室設備	三年
汽車及生產設備	十年

資產的剩餘價值及可用年限乃於各呈報期末進行審閱及調整（如適用）。倘資產面值高於其估計可回收金額，則資產面值隨即撇減至其可回收金額。

在建工程在準備作其擬定用途時，方進行減值。

處置收益及虧損乃通過比較所得款項與面值予以釐定，並於綜合收益表內確認為其他收入或開支。

(f) 油氣資產

油氣勘探與生產活動採用成效會計法處理。根據此方法，開發井、配套設施設備以及油氣資產中的探明礦產權益的所有成本均予以資本化。地質及地球物理成本乃於產生時支出。勘探井的成本乃根據該等井是否發現探明油氣儲量而決定是否作為在建工程予以資本化。探明油氣儲量為在現有經濟及作業條件（即於估算日的價格及成本）下，地質及工程資料表明於未來年度可合理肯定從已知油藏開採出原油及天然氣的估算量。價格包括僅按合同安排規定的現有價格變化的考慮，而並非根據未來條件調高價格。

於無需投入大量資本支出的地域的勘探井乃於完成鑽探的一年期內按經濟可行性予以評估。倘若釐定該等油氣井並不存在經濟可行性，則相關井乃作為乾井支出。否則，相關油氣井成本乃重新分類至油氣資產，並進行減值審閱。至於在可開始投產前將需投入大量資本支出的地域發現具有經濟可行儲量的勘探井，相關油氣井成本僅當正在進行或已正式計劃額外鑽探時仍維持資本化。否則，相關油氣井成本乃作為乾井支出。貴集團於油氣資產中已資本化未探明資產中並無任何成本。

2 主要會計政策概要 – 續

(f) 油氣資產 – 續

油氣資產的成本乃以油田為單位按單位產量法予以攤銷。單位產量乃根據各自生產協議的現有期限，按油氣探明已開發產油儲備在現有設施中的估計可採量計算。貴集團的儲量估計僅為管理層認為可於此等生產協議現有期限內合理開採的原油。

(g) 非金融資產減值

須予攤銷的資產會於發生事項或情況出現變化而顯示面值未必能夠收回時，評估有否減值。減值虧損按有關資產的面值超逾其可收回金額的數額確認。可收回金額為資產的公允價值減銷售成本與使用價值兩者的較高者。於進行減值評估時，資產按可獨立識別现金流量的最小單位（現金產生單位）分類。出現減值的非金融資產（商譽除外）於各呈報日期檢討是否可能進行減值撥回。

(h) 無形資產

無形資產指計算機軟件。所獲得的計算機軟件許可證已按獲得及使用有關軟件所產生的成本為基準撥充資本。該等成本乃按其估計可使用年期三年攤銷。

(i) 貸款及應收款項

貴集團的貸款及應收款項包括綜合財務狀況表內的「應收及其他應收款項」。

貸款及應收款項為於活躍市場並無報價的固定或可予釐定付款的非衍生金融資產，於流動資產入賬，惟估計變現超逾報告期末後12個月者除外。此等貸款及應收款項被列為非流動資產。

(j) 衍生金融工具

衍生金融工具最初於訂立衍生合同之日按公允價值確認，隨後按其公允價值重新計量。確認產生收益或虧損的方法視乎衍生工具是否被指定為對沖工具及（如確實如此）對沖項目的性質而定。

就不符合對沖會計條件的衍生工具而言，該等衍生工具公允價值的變動隨即在綜合收益表內確認。

(k) 租約

貴集團作為承租人且所有權絕大部分風險及回報仍歸出租人所有的租約，均歸類為經營租約。經營租約下作出的付款（扣減出租人給出的任何獎勵）乃於租約期以直線法在綜合收益表內扣除。

2 主要會計政策概要 – 續

(l) 存貨

存貨為按成本及可變現淨值間較低者列賬的原油、物料及供應品。物料及供應品成本乃按特定識別法釐定。原油成本乃按加權平均成本法釐定。原油成本包括直接勞工、減值、其他直接成本及有關生產費用，惟不包括借款成本。

(m) 應收及其他應收款項

應收及其他應收款項最初以公允價值確認，隨後採用實際利息法攤銷成本，扣除減值撥備計量。如有客觀證據顯示貴集團無法按應收款項的原有條款回收全部金額，則會對應收款項作出減值撥備。貴公司考慮評估應收款項是否出現減值的因素包括（但不限於）客戶的重大財務困境、債務人可能宣告破產或進行財務重組，以及欠付或拖欠付款。撥備金額為資產的面值與預期日後現金流量的現值（按原先實際利率貼現）間的差額。

資產面值於使用撥備賬時減少，且損失金額於綜合收益表內確認。倘應收款項無法回收，則其乃於應收款項的撥備賬內撤銷。先前撤銷的金額如隨後予以回收，則抵免綜合收益表內的開支。

(n) 現金及現金等價物

現金及現金等價物包括手頭現金，以及按原到期日為三個月或以內（自獲得時起計）而持有的銀行通知存款。

(o) 即期及遞延所得稅

年內稅項開支包括即期及遞延稅項。稅項於綜合收益表內確認，惟其與直接於權益內確認的項目有關則除外。於此情況下，稅項亦於權益內確認。

即期所得稅費用按貴公司及其附屬公司經營及產生應課稅收入的地區於報告期末已頒佈或實質上已頒佈的稅法計算。管理層就須對適用稅務法規作出詮釋的情況，定期評估報稅的狀況，並在適用時按預期須向稅務機關繳納的款項作出撥備。

遞延所得稅採用資產負債表負債法，以資產及負債的稅基與其於綜合財務資料內的面值之間的暫時性差額確認。然而，如遞延所得稅在業務合併以外的交易中初步確認為資產或負債，且在交易時並不影響會計或應課稅損益，則不會入賬處理。遞延所得稅按於報告期末已頒佈或實質上已頒佈的稅率（及法律）計算，並預期於有關遞延所得稅資產變現或遞延所得稅負債清償時適用。

2 主要會計政策概要 – 續

(o) 即期及遞延所得稅 – 續

倘日後應課稅溢利可用於抵扣暫時性差額，方確認遞延所得稅資產。遞延所得稅以於附屬公司投資的暫時性差額作出撥備，惟貴集團可控制撥回暫時性差額的時間，且暫時性差額可能不會於可預見的未來撥回則除外。

(p) 借款

借款最初按公允價值扣減所產生的交易成本確認。於隨後年度，借款採用實際收益法按攤銷成本呈列。所得款項（扣除交易成本）與贖回價值間的任何差額採用實際利息法按借款年限於綜合收益表內確認。

借款成本於其產生年度確認為開支，惟符合作為合資格物業、廠房及設備部分撥充資本的份額則除外。借款被分類為流動負債，除非貴集團有權於報告期末後無條件延遲清償負債至少十二個月則另作別論。

(q) 應付款項

應付款項最初按公允價值確認，隨後採用實際利息法以攤銷成本計量。

(r) 撥備

當貴集團因過往事件面臨當前法律或推定義務，且可能須流出資源以清償義務，而金額能可靠估計時，則會確認撥備。

有關未來停止運作及復原的撥備於設置油氣資產形成時全額確認。確認金額為根據當地條件及要求確定的預計未來支出的現值。同時產生與撥備數額相等的有關油氣資產的相應增加部分。該增加部分隨後作為油氣資產成本的一部分進行折舊。除由於時間推移而視作利息開支外，預期出現值的任何變化均應反映為撥備及油氣資產的調整。

(s) 僱員福利

(i) 定額供款計劃

貴集團根據所在省、市的地方條件及慣例實行若干的定額供款計劃，包括國家養老金、住房公積金及其他社會義務。一項定額供款計劃是貴集團為其僱員向一個獨立實體（一項基金）支付固定金額的養老金及／或其他社會福利計劃，如該基金不能擁有足夠資產以支付與當期及過往期間僱員服務相關的所有僱員福利，貴集團不再負有進一步支付供款的法定義務或推定義務。供款支付時確認為僱員福利開支。

2 主要會計政策概要 – 續

(s) 僱員福利 – 續

(ii) 以股權結算的股份酬金 – 購股權

貴集團為股份支付交易設有一項股份獎勵酬金計劃，如實體收取僱員所提供的服務，作為換取貴集團股權工具（期權）對價的購股權。換取購股權所收取僱員服務的公允價值作為開支確認。將予支出的總額乃參照購股權於授出日期的公允價值釐定。支出的總額於歸屬期內確認，歸屬期為全部歸屬條件均獲滿足的期間。

購股權獲行使時，所收取的款項（扣除直接應佔交易成本）計入股本（面值）及其他儲備。

(iii) 以現金結算的股份酬金 – 股份增值權

股份增值權的酬金以歸屬期所產生負債的公允價值及其開支計量。負債在清償之前，於各報告期重新計量至公允價值，而其變動則記錄於綜合收益表內員工薪酬成本項下；有關負債計入應付薪金及福利。

(t) 收益確認

交付產品分成合同（見附註2(c)）下分配予MIE的原油時，會確認收益。當貴集團於其一般業務活動中將商品所有權的重大風險及回報轉讓予買方，且有關交易已產生或將產生的收益及虧損的金額能可靠計量，而貴公司可能獲得經濟利益時，方會確認收益。

根據一般油氣慣例，進油（採油）的實質為夥伴可進較合同（產品分成合同）所授權更多的石油。就若干報告期間而言，由於石油交付與分配間的時間差開，中石油已進多於其配額的石油（超採），因此，MIE被視為將超採的石油售予中石油。

已售原油及集團原油的份額間的差額為超採（採量高於生產配額）及欠採（生產配額高於採量），其分別於銷售成本扣除及按市值列作收益。

(u) 維修及維護

維修及維護於發生年度／期間作為開支確認。

(v) 股本

普通股分類為權益。

當貴公司發行的優先股不可被贖回，且並無貴公司不可控制須支付股息的義務時，該等優先股被分類為權益。

發行新股或期權直接應佔的增加成本於權益內列作應收款項的扣減（除稅）。

(w) 股息分派

分派予貴集團股東的股息於董事會同意宣派股息的期間在貴集團的綜合財務資料內確認為負債。

2 主要會計政策概要 – 續

(x) 每股盈利

每股基本盈利按貴公司股權持有人應佔溢利或虧損除以報告年度／期間發行在外參與股份的加權平均數釐定。

每股攤薄盈利乃經調整發行在外普通股的加權平均數，以假設所有可攤薄潛在普通股獲轉換，並就有關金額相應調整貴公司股權持有人應佔溢利或虧損而計算得出。倘潛在可攤薄普通股為可攤薄，方會計入其影響。

(y) 分部報告

貴集團作為單一經營分部進行營運。經營分部按與主要經營決策者呈報的內部報告一致的方式予以報告。主要經營決策者認定為董事會，負責分配資源及評估經營分部表現。

3 財務風險管理

3.1 財務風險因素

貴集團的活動面臨多種財務風險，包括市場風險、信貸風險及流動資金風險。

(a) 市場風險

(i) 外匯風險

貴集團的大部分銷售以美元計值，而生產及其他開支則以人民幣入賬。人民幣並非為自由轉換貨幣，須受中國政府規管。中國政府對外匯交易所設定的限制可能導致未來匯率與當前或歷史匯率大不相同。管理層並未預測中國外匯規管的重大變更，故無法合理估計未來匯率變動對貴集團經營業績或財務狀況的影響。貴集團可訂立外匯遠期合同（附註8）以管理外匯匯率不利波動的風險。

於二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，倘美元兌人民幣貶值／升值1%，而其他變量為恆定數值，則貴公司於此等年度／期間的除所得稅前溢利將分別增加／減少人民幣9,708,000元、人民幣222,000元、人民幣9,152,000元及人民幣9,470,000元，主要由於換算以美元計值的應收及其他應收款項、銀行存款及借款產生外匯收益／虧損所致。

(ii) 現金流量利率風險

貴集團並無重大計息資產。貴集團的收入及經營現金流量大致上獨立於市場利率的變動。貴集團的利率風險來自於借款。有關貴集團借款的詳細分析連同其各自實際利率及到期日，載於附註19。

基於敏感度分析，截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度及截至二零一零年六月三十日止六個月期間，50個基點的利率變動將導致除所得稅前溢利分別增加人民幣3,652,000元、人民幣4,100,000元、人民幣6,727,000元及人民幣3,364,000元，或減少人民幣3,652,000元、人民幣4,100,000元、人民幣6,727,000元及人民幣3,364,000元。

3 財務風險管理－續

3.1 財務風險因素－續

(a) 市場風險－續

(iii) 價格風險

貴集團從事原油開發、生產及銷售。原油價格受貴集團無法控制的諸多國內國際因素影響。上述價格波動可能對貴集團構成有利或不利影響。於二零零八年以前，貴集團並未採用任何衍生工具以對沖潛在的原油價格波動，因此，貴集團面臨原油總體價格波動風險。於截至二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度及截至二零一零年六月三十日止六個月期間內，貴集團訂立認沽期權合同（附註8）以管理其價格風險。倘原油價格上升或下降1美元，將致使貴集團於截至二零一零年六月三十日止六個月的除所得稅前溢利因重新估值認沽期權而分別減少人民幣433,000元或增加人民幣484,000元（二零零九年：減少人民幣2,462,000元或減少人民幣1,803,000元；二零零八年：減少人民幣9,105,000元或增加人民幣7,841,000元）。

(b) 信貸風險

因大部分銀行現金結餘存放於國有銀行及金融機構，信貸風險故相對較低。對於銀行及金融機構，只接受獲獨立評級最少評為「A」級的機構。因此，應收及其他應收款項成為信貸風險的主要來源。貴集團對客戶信用質量的評價進行控制。計入綜合財務狀況表的現金及現金等價物、抵押存款、應收關聯方款項及應收及其他應收款項的面值體現貴集團所面臨的最大信貸風險。

就其現金及現金等價物而言，貴集團並無重大信貸集中風險。貴集團的全部收益均來自同一名客戶，因此貴集團的應收及其他應收款項存有信貸集中風險。然而，貴集團認為此風險較低，皆因該客戶乃具高度信貸評級的國有企業中石油。

(c) 流動資金風險

貴集團的流動資金風險管理指維持充足現金及現金等價物及透過充裕的已承諾信貸融資以維持備用資金。

下表乃根據自報告期末起至合同到期日止餘下年度，對貴集團金融負債及按淨額基準結算的衍生金融資產及負債按有關到期日分類之分析。

表格所披露的數額乃本金額及利息的未貼現現金流量合同金額。

附錄一

會計師報告

3 財務風險管理 – 續

3.1 財務風險因素 – 續

(c) 流動資金風險 – 續

因貼現影響並不重大，故於一年內到期的結餘與其面值無異。

	少於1年	1至2年	2至5年	5年以上
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
於二零零七年十二月三十一日				
借款	47,678	106,428	756,265	–
應付及其他應付款項	1,497,234	–	–	–

	少於1年	1至2年	2至5年	5年以上
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
於二零零八年十二月三十一日				
借款	107,882	271,773	609,431	–
衍生金融工具 – 石油認沽期權	(132,761)	(94,912)	–	–
衍生金融工具 – 外匯	25,257	–	–	–
應付及其他應付款項	1,495,083	140,353	93,335	–

	少於1年	1至2年	2至5年	5年以上
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
於二零零九年十二月三十一日				
借款	168,164	61,200	1,350,080	–
衍生金融工具 – 石油認沽期權	(20,307)	–	–	–
應付及其他應付款項	863,687	170,235	–	–

	少於1年	1至2年	2至5年	5年以上
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
於二零一零年六月三十日				
借款	167,373	65,689	1,309,247	–
衍生金融工具 – 石油認沽期權	(6,243)	–	–	–
應付及其他應付款項	786,962	331,554	–	–

3 財務風險管理 – 續

3.2 資本風險管理

就管理資本而言，貴集團旨在維持其持續經營的能力，以回報股東，並為其他利益相關者謀取福利，同時亦維持資本架構最優化以減少資本成本。

貴集團以負債比率為基準監控其資本。此比率乃以債務淨額除以資本總額計算，其中債務淨額等於借款總額（包括綜合財務狀況表所列示的「即期及非即期借款」）減現金及現金等價物，而資本總額則等於綜合財務狀況表所列示的「權益」加債務淨額。於二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，負債比率分別如下所示：

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
借款總額 (附註19)	730,460	820,152	1,345,386	1,345,493
減：現金及現金等價物 (附註13)	(77,166)	(382,119)	(290,271)	(268,329)
債務淨額	653,294	438,033	1,055,115	1,077,164
權益總額	669,367	1,143,765	1,253,446	1,278,020
資本總額	1,322,661	1,581,798	2,308,561	2,355,184
負債比率	49%	28%	46%	46%

3.3 公允價值估計

用於釐定貴集團各類金融資產及金融負債公允價值的方法及假設披露於相關會計政策。下列金融資產及金融負債的面值與其公允價值相若，因彼等均屬短期性質：現金及現金等價物、抵押存款、應收及其他應收款項即期部分、應付及其他應付款項即期部分及借款即期部分。

貴集團採納國際財務報告準則第7號之修訂本，此修訂本規定公允價值計量須按下列公允價值計量架構級別予以披露：

- 相同資產或負債在活躍市場的報價（未經調整）（第一級）；
- 就所釐定的資產或負債而言，輸入變量可直接（作為價格）或者間接（衍生自價格）觀察（第二級），惟第一級所包含的報價除外；及
- 就所釐定的資產或負債而言，輸入變量並非根據可觀察的市場數據（即不可觀察的輸入變量）（第三級）。

附錄一

會計師報告

3 財務風險管理 – 續

3.3 公允價值估計 – 續

下表呈列於二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日以公允價值計量的資產及負債：

	第一級	第二級	第三級
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
資產			
於二零零七年十二月三十一日			
衍生金融工具			
– 石油認沽期權	–	–	–
於二零零八年十二月三十一日			
衍生金融工具			
– 石油認沽期權	–	227,673	–
– 外匯遠期合同	–	25,257	–
於二零零九年十二月三十一日			
衍生金融工具			
– 石油認沽期權	–	20,307	–
於二零一零年六月三十日			
衍生金融工具			
– 石油認沽期權	–	6,243	–

4 主要會計估計及判斷

有關估計及判斷定期得以評價，並以過往經驗及其他因素為基準，包括對相信於有關情況下屬合理的未來事項的預期。

下文所述事項就理解編製貴集團綜合財務資料所涉估計及判斷而言，尤為重要。

(a) 已探明石油儲量的估計

已探明儲量為透過分析地球科學及工程數據，於明確的經濟條件、操作方法及政府法規下，從特定未來日期起自己知油藏以合理確信估計可商業開採回收的石油數量。經濟條件包括考慮僅由合同安排規定的現有價格變動，惟日後條件引致的增長除外。探明已開發產油儲量為預期將從完井層段開採的儲量，而該完井層段在作出估計時處於開放及產油狀態。已探明未開發儲量為通過未來投資預期採出的油氣數量，包括開採已知油藏的未鑽區域的新井，延伸現有井至不同（但為已知）的油藏，或通過加密井提高採收率。

貴集團的儲量估計乃就各油田而編製，僅包括貴集團認為可於現時經濟及操作條件下合理生產的原油。

4 主要會計估計及判斷 – 續

(a) 已探明石油儲量的估計 – 續

已探明儲量無法予以精確計量。儲量估計乃基於有關油藏動態的眾多因素（需要工程師詮釋所獲得數據的評估）以及價格及其他經濟因素。在任何方面該等估計的可靠性視乎技術及經濟數據的質量及數量、油藏的產量動態及工程判斷而定。因此，於油藏的生產週期內，如有額外數據時，儲量估計可予以修訂。於發現商業油藏時，已探明儲量首先乃根據首個或首批油井的有限數據而釐定。其後數據或可更好地確定油藏的範圍及額外產量動態，而油井試驗及工程研究將可能提升儲量估計的可靠性。技術的發展亦可導致應用經改善的採油技術，例如補充或經提升採油項目，或兩者，該等項目有潛力使儲量增至超逾於油藏生產週期初期數年內所預想者。

已探明儲量乃貴集團投資決策過程中的關鍵元素，其亦為減值測試的重要元素。貴集團將其已探明儲量分為兩類：探明已開發產油儲量及已探明未開發儲量。探明已開發產油儲量用於計算貴集團綜合財務資料所載有關油氣生產活動的物業、廠房及設備基於產量法的折舊、耗損及攤銷。已探明已開發產油儲量減少將增加折舊、耗損及攤銷費用（假設產量不變），並減少淨溢利。探明儲量估計可根據新資料（例如來自開發鑽探及生產活動或來自產品價格、合同條款或開發計劃等經濟因素變動）予以向上或向下修訂。

一般而言，自開發及生產活動取得新資料而導致石油儲量技術成熟度變動以及油價變動已傾向成為年度修訂的最重要起因。

(b) 物業、廠房及設備估計減值

倘存有任何事項或情況變動顯示面值可能無法收回，則會就物業、廠房及設備（包括油氣資產）是否可能減值予以檢討。釐定一項資產是否減值及減值的幅度涉及管理層估計及判斷，例如日後原油價格及生產狀況。然而，減值的檢討及計算乃基於與貴集團業務計劃相一致的假設。若干假設的有利變動或可令貴集團於相關數年無需對任何資產進行減值的需要，而不利變動或會促使資產減值（附註6）。

(c) 資產棄置義務（「資產棄置義務」）的估計

撥備乃就在產品分成合同屆滿前終止營運的油氣資產未來的棄用及複用予以確認，確認的撥備金額為貴集團預期將產生的估計日後支出的現值。日後支出的估計乃基於現時當地條件及規定，包括法律規定、技術及價格水平等。除該等因素外，該等估計日後支出的現值亦受油氣資產經濟年期估計的影響。任何該等估計變動將影響貴集團於油氣資產剩餘經濟年期的經營業績及財務狀況。

4 主要會計估計及判斷 – 續

(d) 客戶墊款

於二零零八年十二月三十一日，中石油所作墊款為人民幣4.585億元，其中包括人民幣4.878億元（二零零七年：人民幣1.139億元）的負債。有關負債源於根據產品分成合同所分得油量超過MIE應佔權益671,223桶（「額外分成」）。截至二零零九年十一月止期間，經向中石油累計支付人民幣4.784億元後，額外分成得以清償。

5 收益

貴集團收益與於單一地理區域，即中國，銷售原油有關。所有收益均透過貴集團向中石油銷售其根據產品分成合同所佔原油而予以實現。

6 物業、廠房及設備

	油氣資產	在建工程	辦公室設備	汽車及 生產設備	總計
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
成本					
於二零零七年一月一日	1,249,358	210,281	3,133	7,518	1,470,290
添置	11,981	832,493	2,446	4,203	851,123
轉入／(出)	908,475	(908,475)	–	–	–
於二零零七年 十二月三十一日	2,169,814	134,299	5,579	11,721	2,321,413
添置	–	1,326,020	2,323	6,548	1,334,891
轉入／(出)	1,366,073	(1,366,073)	–	–	–
調整 (附註16)	(23,078)	–	–	–	(23,078)
於二零零八年 十二月三十一日	3,512,809	94,246	7,902	18,269	3,633,226
添置	1,991	592,981	85	5,567	600,624
轉入／(出)	539,902	(539,902)	–	–	–
於二零零九年 十二月三十一日	4,054,702	147,325	7,987	23,836	4,233,850
添置	17,721	514,824	–	2,475	535,020
轉入／(出)	526,450	(526,450)	(88)	88	–
於二零一零年六月三十日	4,598,873	135,699	7,899	26,399	4,768,870

附錄一

會計師報告

6 物業、廠房及設備－續

	油氣資產	在建工程	辦公室設備	汽車及 生產設備	總計
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
累計折舊及減值					
於二零零七年一月一日	(322,143)	–	(735)	(435)	(323,313)
年內費用	(288,688)	–	(1,356)	(950)	(290,994)
於二零零七年 十二月三十一日	(610,831)	–	(2,091)	(1,385)	(614,307)
年內費用	(497,623)	–	(1,303)	(1,050)	(499,976)
減值費用	(32,000)	–	–	–	(32,000)
於二零零八年 十二月三十一日	(1,140,454)	–	(3,394)	(2,435)	(1,146,283)
年內費用	(418,497)	–	(923)	(3,004)	(422,424)
於二零零九年 十二月三十一日	(1,558,951)	–	(4,317)	(5,439)	(1,568,707)
期內費用	(267,517)	–	(924)	(199)	(268,640)
於二零一零年六月三十日	<u>(1,826,468)</u>	<u>–</u>	<u>(5,241)</u>	<u>(5,638)</u>	<u>(1,837,347)</u>
賬面淨值					
於二零零七年 十二月三十一日	<u>1,558,983</u>	<u>134,299</u>	<u>3,488</u>	<u>10,336</u>	<u>1,707,106</u>
於二零零八年 十二月三十一日	<u>2,372,355</u>	<u>94,246</u>	<u>4,508</u>	<u>15,834</u>	<u>2,486,943</u>
於二零零九年 十二月三十一日	<u>2,495,751</u>	<u>147,325</u>	<u>3,670</u>	<u>18,397</u>	<u>2,665,143</u>
於二零一零年六月三十日	<u>2,772,405</u>	<u>135,699</u>	<u>2,658</u>	<u>20,761</u>	<u>2,931,523</u>
 (未經審核)					
	油氣資產	在建工程	辦公室設備	汽車及 生產設備	總計
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
成本					
於二零零九年一月一日	3,512,809	94,246	7,902	18,269	3,633,226
添置	(357)	52,940	100	963	53,646
轉入／(出)	107,910	(107,910)	–	–	–
於二零零九年六月三十日	<u>3,620,362</u>	<u>39,276</u>	<u>8,002</u>	<u>19,232</u>	<u>3,686,872</u>
累計折舊及減值					
於二零零九年一月一日	(1,140,454)	–	(3,394)	(2,435)	(1,146,283)
期內費用	(215,453)	–	(821)	(1,313)	(217,587)
於二零零九年六月三十日	<u>(1,355,907)</u>	<u>–</u>	<u>(4,215)</u>	<u>(3,748)</u>	<u>(1,363,870)</u>

6 物業、廠房及設備－續

於二零一零年六月三十日，物業、廠房及設備當中，人民幣2,931,378,000元（成本人民幣4,767,741,000元減累計折舊及減值人民幣1,836,363,000元）的資產乃根據貴集團與中石油訂立的三份產品分成合同直接予以使用及操作。貴集團現時乃該等資產的作業者。待開發費用悉數收回或該等產品分成合同屆滿（以較早者為準）後，中石油將成為此等資產的作業者。

貴集團於截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度及截至二零一零年六月三十日止六個月添置的油氣資產中，分別有人民幣11,981,000元、人民幣零元、人民幣1,991,000元及人民幣2,038,000元與年內確認的資產棄置義務有關（附註16）。

截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度及截至二零一零年六月三十日止六個月，金額為人民幣6,612,000元、人民幣31,416,000元、人民幣9,540,000元及人民幣11,096,000元的折舊費用已分別於存貨中予以支銷（附註11）。

於二零零七年及二零零八年十二月三十一日，銀行借款分別以價值人民幣1,707,106,000元及人民幣2,486,943,000元的物業、廠房及設備作抵押。

二零零八年的減值費用撥備乃就貴集團分佔廟3項目的油氣資產所作，該等資產受油價降低影響。金額指資產面值與其可回收金額之間的差額。可回收金額乃按照貼現現金流量方法釐定的使用價值確定。所使用的貼現率為12%，並假設原油價格為每桶55美元。

7 無形資產

於二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，無形資產分別指賬面淨值為人民幣558,000元、人民幣6,043,000元、人民幣2,599,000元及人民幣1,617,000元的計算機軟件。

8 衍生金融工具

	於二零零八年 十二月三十一日		於二零零九年 十二月三十一日		於二零一零年 六月三十日	
	資產	負債	資產	負債	資產	負債
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
外匯遠期合同	-	25,257	-	-	-	-
石油認沽期權	227,673	-	20,307	-	6,243	-
	<u>227,673</u>	<u>25,257</u>	<u>20,307</u>	<u>-</u>	<u>6,243</u>	<u>-</u>
減非即期部分：						
石油認沽期權	(94,912)	-	-	-	-	-
即期部分	<u>132,761</u>	<u>25,257</u>	<u>20,307</u>	<u>-</u>	<u>6,243</u>	<u>-</u>

8 衍生金融工具 – 續

(a) 外匯遠期合同

於二零零八年十二月三十一日，尚未履約的外匯遠期合同的名義本金額為人民幣342,307,220元。於二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，概無任何尚未履約的外匯遠期合同。

(b) 石油認沽期權

貴集團已使用從Standard Bank處購入的石油認沽期權，以管理其在原油價格變動時所面臨的風險。MIE已購買一份期權（並非義務），由二零零八年一月一日起至二零一零年十二月三十一日止，按月分期（介乎130,061桶至154,378桶之間）名義上向該金融機構以每桶行權價格62.50美元出售5,236,710桶原油（「購買期權」）。此外，MIE亦向該金融機構出售一份期權，據此該金融機構可由二零零八年一月一日起至二零一零年十二月三十一日止，按月分期（介乎130,061桶至154,378桶之間）名義上向MIE以每桶行權價格42.50美元出售5,236,710桶原油（「銷售期權」），其條款及條件與購買期權相同。上述安排的影響為，倘平均每月西德克薩斯中質（「西德克薩斯中質」）原油現貨價格降至低於每桶62.50美元，貴集團每月將自該金融機構就當月的名義交易量收取款項，惟該金融機構最高支出的限額為每桶20.00美元。

於二零一零年六月三十日的結餘指餘下已訂約的購買期權及銷售期權，即862,920桶（二零零九年：1,896,121桶；二零零八年：3,558,003桶），將於二零一零年十二月到期。

附錄一

會計師報告

9 應收及其他應收款項－續

(a) 應收及其他應收款項概述

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
金融資產				
即期				
應收中石油款項 (附註28)	141,772	–	50,723	161,894
應收關聯方款項 (附註28)	87,210	73,368	75,438	107,193
減：減值撥備	(7,492)	–	–	–
應收關聯方款項－淨值	79,718	73,368	75,438	107,193
向第三方作出貸款	65,119	–	–	–
減：減值撥備	(30,080)	–	–	–
向第三方作出貸款－淨值	35,039	–	–	–
向僱員作出墊款	9,549	10,598	4,145	15,408
減：減值撥備	(1,035)	(2,995)	–	–
向僱員作出墊款－淨值	8,514	7,603	4,145	15,408
應收金融衍生工具	–	20,784	–	–
未結算應收款項	–	–	161,429	–
其他應收款項－其他	–	–	655	8,322
	265,043	101,755	292,390	292,817
非即期				
應收關聯方款項 (附註28)	–	66,190	70,360	37,871
	265,043	167,945	362,750	330,688
非金融資產				
即期				
向供應商作出墊款	87,746	8,709	143,796	1,834
減：減值撥備	(11,236)	(6,877)	–	–
向供應商作出墊款－淨值	76,510	1,832	143,796	1,834
向供應商作出墊款－關聯方 (附註28)	–	–	38,673	50,324
向第三方作出預付款項	384	209	1,926	1,929
其他遞延資產	–	–	12,786	15,727
	76,894	2,041	197,181	69,814
非即期				
向供應商作出墊款	–	5,615	–	76,696
	76,894	7,656	197,181	146,510
合計	341,937	175,601	559,931	477,198
即期合計	341,937	103,796	489,571	362,631
非即期合計	–	71,805	70,360	114,567
合計	341,937	175,601	559,931	477,198

附錄一

會計師報告

9 應收及其他應收款項－續

(b) 應收及其他應收款項金融資產的公允價值如下所列：

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
應收中石油貿易款項	141,772	–	50,723	161,894
應收關聯方款項	79,718	139,558	145,798	145,064
	221,490	139,558	196,521	306,958
其他應收款項－第三方	43,553	28,387	166,229	23,730
	265,043	167,945	362,750	330,688

(c) 應收款項賬齡分析如下：

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
0至90日	141,772	–	50,723	161,894
	141,772	–	50,723	161,894

於二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，概無任何已逾期且已減值的應收款項。

(d) 於二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，已減值的其他應收款項的金額及賬齡載列如下：

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
1年以下	28,800	–	–	–
1至2年	622	1,621	–	–
2至3年	13,299	6,087	–	–
3年以上	7,122	2,164	–	–
	49,843	9,872	–	–

截至二零零七年十二月三十一日止年度，其他應收款項減值主要與向第三方所作長期未償還貸款及向供應商所作墊款（根據貴集團的政策，該等墊款被視為無法收回）有關（附註2(m)）。

附錄一

會計師報告

9 應收及其他應收款項－續

(e) 應收及其他應收款項的面值乃以下列貨幣列值：

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
人民幣	339,562	174,020	314,506	160,841
美元	2,375	1,581	245,425	316,357
	<u>341,937</u>	<u>175,601</u>	<u>559,931</u>	<u>477,198</u>

(f) 其他應收款項減值撥備變動如下：

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
於一月一日	–	(49,843)	(9,872)	–
應收款項減值撥備	(49,843)	–	–	–
年內撇銷不可收回的應收款項	–	39,971	9,872	–
於十二月三十一日	<u>(49,843)</u>	<u>(9,872)</u>	<u>–</u>	<u>–</u>

於報告日期，最大的信貸風險為上述各類應收及其他應收款項的公允價值。貴集團並未持有任何抵押品作為抵押。

10 抵押存款

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
抵押存款	<u>–</u>	<u>50,222</u>	<u>30,729</u>	<u>30,606</u>

於二零零八年十二月三十一日，抵押存款指為借款提供抵押及為關聯方從銀行貸款提供擔保的銀行存款（附註28(e)）。

附錄一

會計師報告

10 抵押存款－續

於二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，抵押存款指為借款提供抵押的銀行存款。抵押存款的面值以下列貨幣列值：

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
人民幣	–	17,055	–	–
美元	–	33,167	30,729	30,606
	–	50,222	30,729	30,606

11 存貨

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
庫存油	9,357	36,315	13,033	14,345
物料及供應品	27,225	37,543	63,045	34,063
	36,582	73,858	76,078	48,408
存貨所列金額以下 列方式列值				
按成本	36,582	72,055	76,078	48,408
按可變現淨值				
－ 庫存油	–	1,803	–	–
	36,582	73,858	76,078	48,408

截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度及截至二零一零年六月三十日止六個月，上述結餘分別包括人民幣6,612,000元、人民幣31,416,000元、人民幣9,540,000元及人民幣11,096,000元的折舊費用（附註6）。

截至二零零七年、二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度及截至二零一零年六月三十日止六個月，因油價降低，分別就廟3項目所產庫存油的減值費用人民幣零元、人民幣3,898,000元、人民幣零元及人民幣零元作出撥備。

12 應收股東款項

		於十二月三十一日			於
		二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
		人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
非即期					
應收FEEL控股 股東款項	(附註28)	449,438	-	-	
即期					
應收FEEL控股 股東款項	(附註28)	359,550	-	-	
應收FEEL款項	(附註28)	-	422,880	81,074	
		<u>808,988</u>	<u>422,880</u>	<u>81,074</u>	

自二零零四年起，張先生已為其個人投資及為FEEL及其聯屬公司所作投資從MIE處獲得若干貸款。

於二零零七年九月，MIE與張先生訂立一項還款協議，據此，人民幣9.01億元的人民幣貸款重新列值為1.192億美元的美元貸款。張先生同意自二零零七年十二月三十一日至二零一零年七月三十一日期間，分十(10)期等額償還未結款項。因此，張先生於二零零七年第四季償還MIE總額款項人民幣92,000,000元或12,600,000美元。截至二零零七年十二月三十一日，應收張先生的未結貸款達1.108億美元（人民幣8.09億元）。

於二零零八年，張先生再次還款總額達人民幣79,000,000元，未結金額從而減至人民幣7.30億元或1.068億美元。於二零零八年四月，張先生建議，待涉及MIE、FEEL、FEEL股東及第三方投資者在內的貸款重組計劃完成後悉數結清有關金額。於二零零八年十二月，貸款重組計劃的還款條款按下文所詳述的三方協議予以修訂。

MIE以往於Standard Bank所獲信貸融資對貴公司派發股息設有限制。於二零零八年十二月，MIE與Standard Bank達成協議，據此，MIE獲准重組其實體內部結餘，從而導致實體內部結餘得以合併，並向FEEL分派視為股息。於二零零八年十二月三十一日，MIE、FEEL及張先生訂立三方協議（「三方協議」），該協議規定：

- MIE就應收張先生款項所享用的全部權利轉讓予FEEL，以此作為FEEL以MIE為受益人而產生同等金額及同等條款及條件的債務的交換（「過渡性貸款」）；
- MIE所欠FEEL的現有金額約25,000,000美元被用作償還部分過渡性貸款；
- MIE向FEEL派發20,000,000美元（人民幣136,692,000元）的視為股息。有關視為股息用於償還部分過渡性貸款；
- 待MIE因發行任何MIE股份而收到任何認購款項時（經三方協議所設想），MIE將向FEEL進一步派息，所派金額與所收認購款項一致，而視作派息將用於償還部分過渡性貸款。

12 應收股東款項－續

根據上述三方協議，MIE向FEEL轉讓1.068億美元（人民幣7.03億元，即MIE應收張先生款項），作為MIE應收FEEL1.068億美元款項，有關條款及條件與張先生所獲貸款的條款及條件一致。MIE與FEEL同意以FEEL應收MIE款項約25,000,000美元抵銷此應收款項。該等交易完成後，FEEL欠MIE81,900,000美元。於二零零八年十二月三十一日，MIE向FEEL作出20,000,000美元（人民幣136,692,000元）的非現金股息。截至二零零八年十二月三十一日，貴集團應向FEEL收取過渡性貸款的剩餘結餘為61,900,000美元（人民幣422,880,000元）。

誠如於二零零九年一月修訂的Standard Bank融資協議所准許，待TPG Star Energy於二零零九年七月向貴公司注入50,000,000美元的淨投資（即總投資53,000,000美元減交易成本3,000,000美元）後，貴公司向FEEL分派50,000,000美元（人民幣341,615,000元）的視為股息。FEEL將此次派發的50,000,000美元視為股息用於償還部分未結過渡性貸款（附註25）。

中信嘉華銀行同意，過渡性貸款剩餘結餘人民幣81,052,000元（11,900,000美元）可再次透過非現金視為股息予以結算。

應收FEEL款項人民幣81,052,000元已於二零一零年三月三十一日結算（附註25）。

13 現金及現金等價物

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
現金	65	53	46	62
銀行存款	77,101	382,066	290,225	268,267
	<u>77,166</u>	<u>382,119</u>	<u>290,271</u>	<u>268,329</u>

現金及現金等價物以下列貨幣列值：

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
人民幣	34,174	292,609	185,026	93,489
美元	42,992	89,510	105,245	174,840
	<u>77,166</u>	<u>382,119</u>	<u>290,271</u>	<u>268,329</u>

以人民幣列值的存款存放於中國境內銀行。將該等以人民幣列值的存款兌換為外幣及匯出中國須遵守中國政府頒佈的若干中國外匯管控條例及法規。同時，相關匯率由中國政府釐定。

14 股本

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
普通股	684	684	659	535
優先股	—	—	171	420
	<u>684</u>	<u>684</u>	<u>830</u>	<u>955</u>

如附註1所述，貴公司於二零零八年三月二十日在開曼群島註冊成立。截至二零零九年十二月三十一日，其法定股本合計180,000,000股股份，包括150,000,000股每股面值0.001美元的普通股及30,000,000股每股面值0.001美元的系列A優先股。每股均附帶一股投票權。

於二零一零年二月五日，FEEL、FEEL股東、MIE及貴公司與Harmony Energy Limited訂立一份股份購買協議。為促成交易，貴公司法定股本增至230,000,000股股份，包括150,000,000股每股面值0.001美元的普通股、30,000,000股每股面值0.001美元的系列A優先股及50,000,000股每股面值0.001美元的系列B優先股。

附錄一

會計師報告

14 股本－續

(a) 普通股

貴公司於有關期間的普通股股本詳情載列如下：

	於十二月三十一日			於 六月三十日
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	二零一零年
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
經授權、已發行及繳足：				
於一月一日				
100,000,000股每股面值 0.001美元普通股	684	684	684	
註銷普通股				
3,643,730股每股面值 0.001美元普通股 (附註14b)	—	—	(25)	
於十二月三十一日				
100,000,000股每股面值 0.001美元普通股	684	684	—	
96,356,270股每股面值 0.001美元普通股	—	—	659	
	<u>684</u>	<u>684</u>	<u>659</u>	
於二零一零年一月一日				
96,356,270股每股面值 0.001美元普通股				659
註銷普通股				
18,212,560股每股面值 0.001美元普通股				(124)
於二零一零年六月三十日				
78,143,710股每股面值 0.001美元普通股				<u>535</u>

於二零一零年四月十六日，為籌備擬進行的〔●〕，股東批准有關決議案，以對法定及已發行股本作出若干修訂，修訂詳情如下：

- 貴公司股本每股拆細為十股，據此，貴公司每股普通股、系列A優先股及系列B優先股各拆細為十股每股面值0.001美元的股份，因此，貴公司的法定股本230,000美元分為150,000,000股每股面值0.001美元的普通股、30,000,000股每股面值0.001美元的系列A優先股及50,000,000股每股面值0.001美元的系列B優先股。
- 將預留於二零零九年股份獎勵酬金項下的607,287股每股面值0.01美元的普通股（待股份獎勵授出、歸屬或其他發行時予以發放）調整至6,072,870股每股面值0.001美元的普通股，以反映貴公司股東批准的貴公司普通股拆細事宜。

14 股本－續

(a) 普通股－續

- 緊隨合資格首次公開發售（於該等財務資料日期仍未發生）完成後：
 - 根據附註14b所披露的換股權，將當時現已發行及發行在外的25,101,220股系列A優先股全部轉換為25,101,220股普通股；及
 - 根據附註14b所披露的換股權，將當時現已發行的36,425,120股系列B優先股全部轉換為18,212,560股普通股。

綜合財務資料中所呈報的所有股份及每股金額均已按具追溯效力的基準重列，以反映股份拆細及發行的影響。

可贖回普通股產生的儲備

於二零零九年一月，Standard Bank以5,123,000美元（人民幣35,043,000元）向FEEL收購貴公司的1,970,490股普通股（即發行在外股本的1.97%）。與此同時，FEEL亦向Standard Bank出售一項轉換期權，可將貴公司的普通股轉換為優先股，其條款及條件與貴公司在期權期限期間發行的超過20,000,000美元（人民幣1.36億元）的任何新增優先股相同。倘Standard Bank並無轉換普通股，則其有權將該等普通股按其原有發行價格（5,123,000美元）售回予MIE。FEEL及貴公司共同及個別就此安排對MIE負責。

於FEEL向Standard Bank出售普通股的日期，MIE所欠Standard Bank負債的公允價值為5,123,000美元（人民幣35,043,000元）。

於二零零九年十月，FEEL向Standard Bank購回該等普通股，期權因而被終止，相應的負債5,123,000美元（人民幣35,043,000元）轉回至股權。

上述變動已在綜合權益變動表內反映。

14 股本－續

(b) 優先股

	於二零零九年 十二月三十一日 人民幣千元	於二零一零年 六月三十日 人民幣千元
經授權、已發行及繳足：		
於二零零九年七月九日 發行21,457,490股每股面值0.001美元系列A優先股	146	
於二零零九年十月三十日 發行3,643,730股每股面值0.001美元系列A優先股	25	
於二零零九年十二月三十一日 25,101,220股每股面值0.001美元系列A優先股	171	
於二零一零年六月三十日 25,101,220股每股面值0.001美元系列A優先股		171
於二零一零年三月十日 發行36,425,120股每股面值0.001美元系列B優先股		249
於二零一零年六月三十日 36,425,120股每股面值0.001美元系列B優先股		249
優先股合計		420

於二零零九年六月十九日，FEEL、貴公司、MIE與TPG Star Energy Ltd. (「TPG」) 訂立系列A優先股認購協議及認沽期權協議 (「TPG系列A優先股」)，其條款如下：

- (i) 貴公司以對價53,000,000美元 (人民幣3.62億元) 減交易費3,000,000美元 (人民幣20,490,000元) 向TPG發行21,457,490股系列A優先股，佔貴公司股本17.667%。
- (ii) 每股系列A優先股：
 - 擁有與可由系列A優先股轉換所得的普通股同樣的投票及收取股息的權利 (視為股息除外)；
 - 可由持有人隨時選擇按適用的轉換率轉換為繳足普通股；
 - 緊接合資格首次公開發售 (「首次公開發售」) 前，將自動按適用的轉換率轉換為繳足普通股；及
 - 可按一兌一的初始轉換率轉換為普通股。
- (iii) FEEL向TPG授出一項認沽期權，據此TPG可要求FEEL購買全部或部分系列A優先股。該期權保證，TPG將按複合回報率15%收回其初始成本。FEEL、MIE及貴公司共同及個別對此承諾負責。

14 股本－續

(b) 優先股－續

- (iv) 倘貴公司清盤、解散或停業，則貴公司可動用的資產及資金將按比例基準優先分派至系列A及系列B優先股股東，其次再分派至普通股股東。系列A優先股持有人有權收回原購買價格，及倘授予系列A優先股股東的認沽期權獲行使，則可收回會令股東自發行系列A優先股取得15%複合回報率的金額（扣除於投資期間向股東作出的任何分派）。系列B優先股持有人有權收回原購買價格。

上述交易產生額外費用人民幣1,900,000元，並已完成且於二零零九年七月九日向TPG發行系列A優先股之日即可執行。

於二零零九年十月二十六日，FEEL、貴公司及MIE與Sino Link Limited（中信集團的間接附屬公司）訂立一份股份購買協議，據此，FEEL以對價9,000,000美元（人民幣61,454,000元）向Sino Link Limited出售3,643,730股系列A優先股。由於當時FEEL並非任何系列A優先股的持有人，故貴公司贖回FEEL持有的3,643,730股普通股，並作為交換向FEEL發行3,643,730股系列A優先股，該等優先股隨後於二零零九年十月三十日過戶至Sino Link Limited。

於二零一零年二月五日，FEEL、MIE及貴公司與Harmony Energy Limited（一家於英屬處女群島註冊成立的公司，並為Ever Union Capital Limited的全資附屬公司）訂立一份股份購買協議，據此，FEEL以對價89,970,000美元（人民幣614,171,000元）出售36,425,120股系列B優先股（附註33）。由於當時FEEL並非任何系列B優先股持有人，於二零一零年三月十日，貴公司購回FEEL持有的18,212,560股普通股，並作為交換向FEEL發行36,425,120股系列B優先股，FEEL已將該等優先股過戶至Harmony Energy Limited。

每股系列B優先股：

- (i) 擁有與可由該等系列B優先股轉換而來的普通股同樣的投票及收取股息的權利（視為股息除外）；
- (ii) 可由持有人隨時選擇按適用的轉換率轉換為繳足普通股；
- (iii) 緊接合資格首次公開發售前，將自動按適用的轉換率轉換為繳足普通股；及
- (iv) 可按二兌一的初始轉換率轉換為普通股。

倘貴公司清盤、解散或停業，則貴公司可動用的資產及資金將按比例基準優先分派至系列A及系列B優先股股東，其次再分派至普通股股東。系列B優先股持有人有權收回原購買價格。系列A優先股持有人有權收回原購買價格，及倘授予系列A優先股股東的認沽期權獲行使，則可收回會令股東自發行系列A優先股取得15%複合回報率的金額（扣除於投資期間向股東作出的任何分派）。

14 股本－續

(c) 股份獎勵酬金計劃

貴公司董事會已於二零零九年十一月二十日採納二零零九年股份獎勵酬金計劃，旨在為擔負重要職責的職位招攬及挽留最優秀的可用人員，並為僱員、董事及顧問提供額外獎勵。貴公司已預留6,072,870股普通股以預備二零零九年股份獎勵酬金計劃發行。

(A) 購股權

根據二零零九年股份獎勵酬金計劃授出的購股權以貴公司與其僱員之間的一份購股權獎勵協議為憑證，該協議載列（其中包括）所授出股份的數目及終止僱傭後有關購股權的可行使性及沒收的條文（按貴公司董事會所釐定）。

*歸屬計劃*根據二零零九年股份獎勵酬金計劃授出的購股權於指定歸屬開始日期隨後的兩年或三年期間內歸屬。一般來講，所授出的購股權在歸屬期內的授出日期各週年屆滿日歸屬，惟參與者須於各歸屬日期仍為僱員。

*行使權*根據二零零九年股份獎勵酬金計劃授出的購股權的期限自授出日期起計不會超過十年。倘購股權協議容許行使由參與者解除與貴公司的僱傭關係或貴公司無故解僱參與者之前歸屬的購股權，則尚未行使或購買的購股權將於上述終止後第三十一日終止。倘購股權協議允許由於參與者的身故、終生殘疾或受傷導致僱傭關係終止後普通歸屬及行使，則購股權仍須遵守普通歸屬計劃及行使。貴公司因故解僱參與者後，仍未行使的購股權即告失效。

於二零零九年十一月二十日，貴公司向若干高級職員及僱員授出有關1,480,870股普通股的購股權。所授出的每份購股權的行權價為2.39美元。於截至二零一零年六月三十日止六個月，100,400份購股權由於終止僱傭關係已告失效，該等1,480,870份及1,380,470份尚未行使的購股權當中，概無購股權可於二零零九年及截至二零一零年六月三十日止六個月行使。於二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，尚未行使的購股權分別為1,480,870份及1,380,470份，行權價為2.39美元。

(B) 股份增值權

根據二零零九年股份獎勵酬金計劃授出的股份增值權以貴公司及僱員之間的一份股份增值權獎勵協議為憑證，該協議載列（其中包括）股份增值權有關的名義普通股數目及終止聘用或諮詢安排終止後有關股份增值權的可行使性及沒收的條文。

*歸屬計劃*根據二零零九年股份獎勵酬金計劃授出的股份增值權於指定歸屬開始日期後三年期間內歸屬。三分之一的所授股份增值權在三年歸屬期間內的授出日期各週年屆滿日歸屬，惟參與者須於各歸屬日期仍為僱員或服務提供商。除非及直至首次公開發售發生，方可享有股份增值權。

*行使權*根據二零零九年股份獎勵酬金計劃授出的股份增值權的期限自授出日期起計不會超過十年。倘參與者行使股份增值權，則貴公司將以現金向該名參與者支付一筆金額，該金額乃通過將該名參與者於其行使通告中所呈列的(i)一股普通股於行使日期的市場公允價超出行權價格的差額乘以(ii)股份增值權有關的名義普通股數目所釐定。

14 股本－續

(c) 股份獎勵酬金計劃－續

(B) 股份增值權－續

於二零零九年十一月二十日，貴公司董事會向若干高級職員及僱員授出涉及2,560,180股名義普通股的股份增值權。每項股份增值權的行權價為2.39美元。倘股份增值權協議容許行使由參與者解除與貴公司的僱傭關係或貴公司無故解僱參與者之前歸屬的股份增值權，則尚未行使的股份增值權將於上述終止後第三十一日終止。倘股份增值權協議容許由於參與者身故、終生殘疾或受傷導致僱傭關係終止後的普通歸屬及行使，則股份增值權仍須遵守普通歸屬計劃及行使。貴公司因故解僱參與者後，尚未行使的股份增值權即告失效。

2,560,180份尚未行使的股份增值權當中，概無可於二零零九年十二月三十一日獲行使。於二零零九年十二月三十一日，尚未行使的股份增值權為2,560,180份，行權價為2.39美元。

於二零一零年二月二十六日，貴公司董事會向若干僱員授出有關25,100股名義普通股的股份增值權，行權價為每股名義普通股4.78美元。

於二零一零年二月二十六日，貴公司董事會批准經修訂股份增值權獎勵協議，將就若干甄選參與者予以履行。就該等甄選參與者而言，部分或全部三分之一的已授出股份增值權須根據彼等所獲得的績效評估目標分數於授出日期各週年屆滿日歸屬及可獲行使。股份增值權獎勵協議的所有其他條款仍保持不變。

於截至二零一零年六月三十日止六個月，12,550份行權價為2.39美元的股份增值權由於終止僱傭關係已告失效。

2,572,730份尚未行使的股份增值權當中，概無可於二零一零年六月三十日獲行使。於二零一零年六月三十日，尚未行使的股份增值權包括2,547,630份行權價為2.39美元及25,100份行權價為4.78美元的股份增值權。

(C) 股份獎勵酬金計劃的公允價值

於二零零九年十一月二十日授出的購股權的公允價值為每份購股權1.93美元，乃採用二項式模型釐定。該模型重要的輸入數值為於授出日期的每股公允價值3.30美元、上文所述的行權價、波幅64.7%、股息率0%、購股權年期十年及年度無風險利率3.417%。按持續複合股份回報的標準偏差計量的波幅乃基於過去五年來可比較公司每周股份價格的統計分析。

於二零零九年十一月二十日所授出的股份增值權的公允價值為每份權利1.85美元，乃採用二項式模型釐定。該模型重要的輸入數值為於授出日期的每股股價的公允價值3.30美元、上文所述的行權價、波幅64.7%、股息率0%、股份增值權年期十年及年度無風險利率3.417%。按持續複合股份回報的標準偏差計量的波幅乃基於過去五年來可比較公司每周股份價格的統計分析。

14 股本－續

(c) 股份獎勵酬金計劃－續

(C) 股份獎勵酬金計劃的公允價值－續

於二零零九年十二月三十一日，股份增值權的公允價值為每份權利2.06美元，乃採用二項式模型釐定。該模型重要的輸入數值為於二零零九年十二月三十一日的每股股價的公允價值3.63美元、上文所述的行權價、波幅66.26%、股息率0%、股份增值權年期9.89年及年度無風險利率3.923%。按持續複合股份回報的標準偏差計量的波幅乃基於過去五年來可比較公司每周股份價格的統計分析。

於二零零九年十一月二十日所授出的股份增值權於二零一零年六月三十日的公允價值為每份權利3.0美元，乃採用二項式模型釐定。該模型重要的輸入數值為於二零一零年六月三十日的每股公允價值4.88美元、行權價2.39美元、波幅66.26%、股息率0%、股份增值權年期9.39年及年度無風險利率3.923%。按持續複合股份回報的標準偏差計量的波幅乃基於過去五年來可比較公司每周股份價格的統計分析。

於二零一零年二月二十六日，貴公司董事會授出25,100份額外股份增值權。於二零一零年二月二十六日授出的股份增值權於二零一零年六月三十日的公允價值為每份2.18美元，乃採用二項式模型釐定。該模型重要的輸入數值為於二零一零年六月三十日的每股公允價值4.88美元、行權價4.78美元、波幅66.26%、股息率0%、股份增值權年期9.66年及年度無風險利率3.923%。

(D) 計劃項下餘下預留股份計劃

貴集團擁有6,072,870股普通股以預備二零零九年股份獎勵酬金計劃發行。其已於二零一零年六月三十日就1,380,470股普通股授出購股權及就2,572,730股普通股授出股份增值權。貴集團計劃於〔●〕前取消就計劃項下餘下2,006,720股股份作出的預留。

15 其他儲備

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
資本儲備	(270)	(270)	(270)	(270)
發行系列A優先股				
－ 股份溢價	－	－	400,878	400,878
發行系列B優先股				
－ 股份溢價	－	－	－	613,922
註銷普通股	－	－	(61,429)	(675,476)
購股權儲備	－	－	1,224	6,573
安全基金儲備	－	49,293	63,506	80,330
貨幣換算差額	－	－	－	(1,646)
	(270)	49,023	403,909	424,311

15 其他儲備 – 續

安全基金儲備

根據若干有關中國法律及法規，貴集團須撥出與其有關年度的生產收入成比例的定額款項作為安全基金儲備。由於貴集團並無法律或推定義務須於確認之時支付該等款項，故有關數額已於權益賬內列作一項儲備撥款。該筆資金可用於改善石油開採項目的安全性，但不可用於股東分派。於發生合資格安全開支後，一筆等值金額將自安全基金儲備轉撥至留存收益。

16 資產棄置義務

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
年初	14,556	27,702	4,624	6,978
發生的負債 (附註6)	11,981	–	1,991	2,038
增值費用	1,165	–	363	254
撥回 (附註6)	–	(23,078)	–	–
年終	<u>27,702</u>	<u>4,624</u>	<u>6,978</u>	<u>9,270</u>

產品分成合同並未對MIE就陸上油井而言資產棄置義務(「資產棄置義務」)作出明確規定。二零零八年的撥回乃由於該年MIE向法律顧問尋求並得到澄清。根據澄清內容，MIE僅須對合同期間棄置的油井負責，但無須對產品分成合同屆滿後棄置的油井負責。先前的估計已承擔一項就MIE應佔於二零零七年十二月三十一日存在的所有油井的棄置費用的支付責任，儘管該等油井計劃於產品分成合同屆滿後被棄置。因此，MIE修訂減少了與資產棄置義務有關的油井估計數量，並就將於產品分成合同屆滿後被棄置的油井撥回了資產棄置義務的變動淨額，同時減少了油汽資產中資產報廢成本的金額。

附錄一

會計師報告

17 遞延所得稅

當存在可將當期稅項資產與當期稅項負債抵銷的法定可執行權利，且遞延所得稅涉及同一稅務機關時，則可將遞延所得稅資產與遞延所得稅負債相互抵銷。抵銷金額如下：

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
遞延稅項資產：				
將於12個月後收回的 遞延稅項資產	18,492	12,627	6,480	7,053
將於12個月內收回的 遞延稅項資產	15,142	4,143	1,675	1,675
	<u>33,634</u>	<u>16,770</u>	<u>8,155</u>	<u>8,728</u>
遞延稅項負債：				
將於12個月後清還的 遞延稅項負債	(78,869)	(110,461)	(92,170)	(18,579)
將於12個月內清還的 遞延稅項負債	(2,339)	(9,079)	(2,385)	(2,774)
	<u>(81,208)</u>	<u>(119,540)</u>	<u>(94,555)</u>	<u>(21,353)</u>
合計－遞延所得稅 負債－淨額	<u>(47,574)</u>	<u>(102,770)</u>	<u>(86,400)</u>	<u>(12,625)</u>

遞延稅項賬戶的總變動如下：

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
年初	(43,013)	(47,574)	(102,770)	(86,400)
於綜合收益表內 (列支)／入賬	(4,561)	(55,196)	16,370	73,775
年終	<u>(47,574)</u>	<u>(102,770)</u>	<u>(86,400)</u>	<u>(12,625)</u>

17 遞延所得稅－續

遞延稅項資產與負債於年內的變動（不計及同一稅務司法權區結餘的抵銷）如下：

遞延稅項資產

	資產			總計
	棄置義務	撥備	其他	
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
於二零零七年一月一日	4,367	–	–	4,367
於綜合收益表內入賬	2,558	12,758	13,951	29,267
於二零零七年十二月三十一日	6,925	12,758	13,951	33,634
於綜合收益表內列支	(5,769)	(10,290)	(805)	(16,864)
於二零零八年十二月三十一日	1,156	2,468	13,146	16,770
於綜合收益表內 入賬／(列支)	588	(2,468)	(6,735)	(8,615)
於二零零九年十二月三十一日	1,744	–	6,411	8,155
於綜合收益表內入賬	573	–	–	573
於二零一零年六月三十日	2,317	–	6,411	8,728

其他主要包括於二零零七年發生的利息開支，經當地稅務機關所容許，可於六(6)年期間內減免稅項。

遞延稅項負債

	加速稅項折舊
	人民幣千元
於二零零七年一月一日	(47,380)
於綜合收益表內列支	(33,828)
於二零零七年十二月三十一日	(81,208)
於綜合收益表內列支	(38,332)
於二零零八年十二月三十一日	(119,540)
於綜合收益表內入賬	24,985
於二零零九年十二月三十一日	(94,555)
於綜合收益表內入賬	73,202
於二零一零年六月三十日	(21,353)

附錄一

會計師報告

18 應付及其他應付款項

(a) 應付及其他應付款項概要

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
金融負債				
即期				
應付款項	888,162	983,775	647,308	528,386
應付關聯方款項 (附註28)	19,819	—	—	1,160
應付FEEL款項 (附註28)	315,780	—	—	—
應付利息	4,943	4,896	459	857
預提負債	—	—	—	—
應付衍生金融工具 溢價(附註8)	—	15,808	—	—
其他應付稅項	—	32,464	40,820	21,975
石油特別收益金 (附註21)	65,944	70,311	61,118	93,634
其他應付款項	75,688	35,876	38,647	47,357
非即期				
應付衍生金融工具 溢價(附註8)	—	63,231	—	—
應付關聯方款項 (附註28)	—	33,023	—	—
應付款項	—	—	170,235	331,554
非金融負債				
即期				
應付薪金及福利	33,070	22,451	20,283	34,089
應付所得稅	93,828	8,397	55,052	59,504
中石油預付款項 (附註28)	—	321,105	—	—
非即期				
中石油預付款項 (附註28)	—	137,434	—	—
合計	<u>1,497,234</u>	<u>1,728,771</u>	<u>1,033,922</u>	<u>1,118,516</u>
即期合計	1,497,234	1,495,083	863,687	786,962
非即期合計	—	233,688	170,235	331,554
合計	<u>1,497,234</u>	<u>1,728,771</u>	<u>1,033,922</u>	<u>1,118,516</u>

於二零零九年四月，若干賣方同意接受自二零零九年四月起計兩年或三年內償還應付款項人民幣467,846,000元。因此，人民幣102,094,000元的應付款項於二零零九年十二月三十一日劃分為非即期負債。

股份增值權負債人民幣16,660,000元(二零零九年：人民幣2,260,000元)已計入截至二零一零年六月三十日止六個月的應付薪金及福利(附註20)。

附錄一

會計師報告

18 應付及其他應付款項 – 續

(b) 應付及其他應付款項的面值以下列貨幣列值：

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
人民幣	1,476,825	1,652,470	1,033,421	1,117,658
美元	20,409	76,301	501	858
	<u>1,497,234</u>	<u>1,728,771</u>	<u>1,033,922</u>	<u>1,118,516</u>

應付及其他應付款項的面值與彼等的公允價值相若。

19 借款

(a) 借款概要

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
銀行借款				
非即期	730,460	765,475	1,242,963	1,243,630
即期	–	54,677	102,423	101,863
借款總額	<u>730,460</u>	<u>820,152</u>	<u>1,345,386</u>	<u>1,345,493</u>

於二零零七年十月，MIE與Standard Bank訂立一項融資安排，內容有關銀行融資1.5億美元（約人民幣11.25億元），該項融資於二零一三年減少至零。MIE於二零零七年動用1億美元（約人民幣7.5億元），並於二零零八年八月進一步支取20,000,000美元（約人民幣1.36億元）。於二零零八年十二月三十一日，貴集團未動用貸款融資為30,000,000美元（約人民幣2.04億元，二零零七年：50,000,000美元或約人民幣3.75億元）。該循環銀行融資於二零零九年一月十二日獲修訂，利率由倫敦銀行同業拆息加上2.75%提升至倫敦銀行同業拆息加上5.75%。

Standard Bank貸款主要以FEEL所持有的MIE普通股、轉讓MIE用作收取石油收益的銀行賬戶、債務償還儲備賬押記、貴集團產品分成合同下的配額、貴集團物業、廠房及設備的固定押記（附註6）及所有當前及日後資產的浮動押記作抵押。

於二零零九年七月二十八日，MIE與中信嘉華銀行有限公司及中信銀行股份有限公司廣州分公司訂立一項五年期2.0億美元的定期貸款及可轉換循環信貸融資（「中信融資」），主要用於償還Standard Bank貸款、為開發油田提供資金及作一般營運資金用途。

19 借款－續

(a) 借款概要－續

中信融資包括兩項長期定期貸款及一項短期循環融資，可於第三年末轉換為定期貸款。定期貸款並無規定須於首三年償還本金，且本金乃自第三十七個月起開始償還。融資下的定期貸款按倫敦銀行同業拆息加上4.50厘的年利率計息。融資包括以下財務契諾：

- (a) 綜合有形資產淨值（經若干調整）不得(i)於二零零九年至二零一一年低於人民幣10億元及(ii)於二零一二年低於人民幣15億元；
- (b) 綜合借款總額與綜合有形資產淨值（經若干調整）的比率不得(i)於二零零九年至二零一零年超過140%及(ii)於二零一一年超過100%；
- (c) 綜合借款總額與綜合EBITDA（定義見信貸融資協議）的比率不得(i)於二零零九年至二零一零年超過270%，(ii)於二零一一年至二零一二年超過220%及(iii)於二零一三年超過180%；及
- (d) 總資本支出於任何財政年度不得超過人民幣10億元。

若無法維持此等契諾，可能導致加速中信融資項下的義務。截至二零一零年六月三十日，貴公司並無違反該等貸款契諾。

中信融資主要以貴公司所持有MIE的100%普通股、FEEL所持有貴公司的51%普通股及FEEL的51%普通股、轉讓用作收取石油收益的銀行賬戶、貴集團產品分成合同下的配額、貴集團債務償還儲備賬押記及轉讓貴集團產品分成合同的權益作抵押。貴集團須維持一項債務償還儲備賬，以確保支付融資下到期的利息及本金。作為有關貸款的抵押安排調整的一部分，貴公司已於年末後同意就MIE的債務向貸款人提供公司擔保。

MIE已於二零零九年七月三十一日自中信融資提取1.22億美元（人民幣8.3億元）以償還Standard Bank提供的貸款。MIE隨後於二零零九年財政年度進一步提取78,000,000美元（人民幣5.46億元）。於二零零九年十二月三十一日及二零一零年六月三十日，概無未動用融資。

(b) 於有關綜合財務狀況表日期，實際利率如下：

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
借款實際利率	7.58%	6.51%	6.56%	4.71%

附錄一

會計師報告

19 借款－續

- (c) 貴集團的借款所面臨的基於於二零零七年及二零零八年財務狀況表日期的倫敦銀行同業拆息加上2.75%及於二零零九年十二月三十一日的倫敦銀行同業拆息加上4.5%計算的合同利率變動風險如下：

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
少於1年	–	54,677	102,423	101,863
1至2年	54,677	218,706	–	–
2至5年	675,783	546,769	1,242,963	1,243,630
借款總額	<u>730,460</u>	<u>820,152</u>	<u>1,345,386</u>	<u>1,345,493</u>

借款的即期及非即期部分的公允價值與彼等的面值相若。

- (d) 借款均以美元計值（附註3）。

20 員工薪酬成本

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	二零零九年	二零一零年
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元 (未經審核)	人民幣千元
工資、薪金及津貼	45,230	56,212	50,563	22,858	32,450
住房補貼	382	841	1,181	496	665
已授購股權	–	–	1,224	–	5,349
已授股份增值權 (附註18)	–	–	2,260	–	14,400
福利及其他費用	7,384	11,961	12,423	1,402	4,732
	<u>52,996</u>	<u>69,014</u>	<u>67,651</u>	<u>24,756</u>	<u>57,596</u>

附錄一

會計師報告

20 員工薪酬成本 – 續

(a) 董事酬金

截至二零零七年、二零零八年、二零零九年十二月三十一日止年度及截至二零零九年及二零一零年六月三十日止六個月，董事酬金載列如下：

董事姓名	工資、 薪金及津貼 人民幣千元	住房補貼 人民幣千元	已授購股權 人民幣千元	福利 及其他費用 人民幣千元	總計 人民幣千元
截至二零零七年 十二月三十一日 止年度					
張瑞霖	2,300	–	–	3	2,303
趙江巍	2,300	–	–	3	2,303
Forrest Dietrich	8,659	237	–	48	8,944
					<u>13,550</u>
截至二零零八年 十二月三十一日 止年度					
張瑞霖	2,208	–	–	3	2,211
趙江巍	2,098	–	–	3	2,101
Forrest Dietrich	12,761	259	–	161	13,181
					<u>17,493</u>
截至二零零九年 十二月三十一日 止年度					
張瑞霖	4,993	60	–	2	5,055
趙江巍	4,521	40	–	2	4,563
Forrest Dietrich	2,820	1,771	312	–	4,903
麥雅倫	3,232	30	417	–	3,679
王煒	–	–	–	–	–
					<u>18,200</u>
截至二零一零年 六月三十日 止六個月					
張瑞霖	3,616	180	–	–	3,796
趙江巍	3,174	120	–	–	3,294
Forrest Dietrich	1,535	130	1,367	–	3,032
麥雅倫	2,056	90	1,822	–	3,968
王煒	–	–	–	–	–
					<u>14,090</u>
截至二零零九年 六月三十日 止六個月 (未經審核)					
張瑞霖	1,729	–	–	–	1,729
趙江巍	1,621	–	–	–	1,621
Forrest Dietrich	820	–	–	–	820
					<u>4,170</u>

附錄一

會計師報告

20 員工薪酬成本 – 續

(b) 五名最高薪人士

貴集團截至二零零七年、二零零八年、二零零九年十二月三十一日止年度及截至二零零九年及二零一零年六月三十日止六個月五名最高薪人士如下：

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	二零零九年 (未經審核)	二零一零年
董事	3	3	4	3	4
非董事人士	2	2	1	2	1

貴公司截至二零零七年、二零零八年、二零零九年十二月三十一日止年度及截至二零零九年及二零一零年六月三十日止六個月已付五名最高薪人士中的貴公司董事的酬金詳情已載於上文附註(a)。已付餘下非董事人士的酬金詳情如下：

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零零七年 人民幣千元	二零零八年 人民幣千元	二零零九年 人民幣千元	二零零九年 人民幣千元 (未經審核)	二零一零年 人民幣千元
工資、薪金及津貼	6,854	6,149	1,710	1,783	2,063
住房補助	200	208	15	–	–
已授股份增值權	–	–	110	–	2,120
	7,054	6,357	1,835	1,783	4,183

(c) 於有關期間，概無董事或五名最高薪人士自貴集團收取任何酬金作為加入、或在加入或離開貴集團時的獎勵或補償或作為離職補償。

21 稅項 (所得稅除外)

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零零七年 人民幣千元	二零零八年 人民幣千元	二零零九年 人民幣千元	二零零九年 人民幣千元 (未經審核)	二零一零年 人民幣千元
稅項 (所得稅除外)	159,998	538,126	73,308	3,497	148,617

21 稅項（所得稅除外）— 續

稅項（所得稅除外）指由石油開採及開發企業就銷售國產原油按根據石油價格浮動的稅率支付或應付的一項石油特別收益金。該項收益金由中國政府徵收並自二零零六年三月二十六日起生效。

22 其他收入／（虧損）

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	二零零九年	二零一零年
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
外匯遠期合同淨 （虧損）／收益 （附註8）	—	(24,704)	5,478	5,674	—
石油認沽期權 收益／（虧損） （附註8）	—	155,505	(136,252)	(95,025)	(14,028)
應付款項撥回	29,038	—	—	—	—
其他	3,739	2,957	(350)	3,577	3,068
合計	<u>32,777</u>	<u>133,758</u>	<u>(131,124)</u>	<u>(85,774)</u>	<u>(10,960)</u>

外匯遠期合同淨收益及虧損源自美元與人民幣之間的匯率低於合同中所規定者導致的二零零八年虧損人民幣24,704,000元及二零零九年收益人民幣5,478,000元。

截至二零零八年十二月三十一日止年度，石油認沽期權的淨收益乃由於二零零八年十一月及二零零八年十二月期間WTI油價低於石油認沽期權行權價每桶62.50美元及餘下可於二零零九年及二零一零年行使的認沽期權於二零零八年十二月三十一日的未變現估值收益所致。截至二零零九年十二月三十一日止年度及截至二零一零年六月三十日止六個月，石油認沽期權的淨虧損乃由於石油認沽期權的未變現部分的公允價值變動所致。

附錄一

會計師報告

23 財務費用－淨值

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零零七年 人民幣千元	二零零八年 人民幣千元	二零零九年 人民幣千元	二零零九年 人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
					(未經審核)
財務收入					
儲蓄賬戶所得					
利息收入	4,108	2,858	1,552	866	53
匯兌收益	7,789	42,815	—	64	7,207
總財務收入	11,897	45,673	1,552	930	7,260
財務費用					
利息開支	41,712	53,391	56,498	24,538	40,220
銀行費用	45,932	69	88	9	26
匯兌虧損	—	—	2,246	—	—
其他	1,164	—	—	6	—
總財務費用	88,808	53,460	58,832	24,553	40,246
財務費用－淨值	76,911	7,787	57,280	23,623	32,986

24 所得稅開支

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零零七年 人民幣千元	二零零八年 人民幣千元	二零零九年 人民幣千元	二零零九年 人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
					(未經審核)
即期所得稅					
－ 國內	120,602	107,552	89,832	(1,421)	162,498
遞延所得稅					
－ 國內	4,561	55,196	(16,370)	(1,488)	(73,775)
	125,163	162,748	73,462	(2,909)	88,723

貴公司為一家在開曼群島註冊成立的獲豁免公司。根據開曼群島法例，貴公司無須就其收入或資本收益繳納稅項。

與貴公司在中國的經營有關的企業所得稅乃根據中國稅務機關就財務申報而界定的法定溢利作出撥備，並根據就所得稅而言無須評稅或不可減免的收入及開支項目作出調整。根據中國所得稅有關法律及法規，截至二零零七年十二月三十一日止年度，適用於貴集團的中國企業所得稅率為30%，而截至二零零八年及二零零九年十二月三十一日止年度及截至二零一零年六月三十日止六個月則為25%。

24 所得稅開支－續

貴集團除所得稅前溢利的稅款與按照貴集團適用的中國企業所得稅稅率計算的理論金額的差異如下：

	截至十二月三十一日止年度			截至
				六月三十日
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	止六個月
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年
				人民幣千元
除所得稅前溢利	434,116	773,838	183,939	327,178
法定稅率	30%	25%	25%	25%
按照法定稅率計算的稅項	130,235	193,460	45,984	81,795
中國企業所得稅				
稅率變動的影響	(9,515)	–	–	–
無須繳稅收入的稅務影響	(1,362)	(33,950)	(738)	–
不可扣稅開支	5,805	3,238	35,395	7,664
上年度稅項申報的調整	–	–	(7,179)	(736)
稅項支出	<u>125,163</u>	<u>162,748</u>	<u>73,462</u>	<u>88,723</u>

中國稅務法規規定於中國從事，執行或管理的業務均須評稅。於相關期間內，石油認沽期權的損益無須繳納或扣減中國所得稅。

25 權益分派

於二零零八年十二月三十一日，根據三方協議（附註12），MIE宣派視為股息分派達20,000,000美元（相等於人民幣136,692,000元）。該分派已用作抵銷應收FEEL款項的未償付餘額。

於二零零九年七月七日，MIE向貴公司宣派視為股息分派達50,000,000美元（相等於人民幣341,630,000元），而貴公司向FEEL宣派視為股息分派達50,000,000美元（相等於人民幣341,615,000元）。向FEEL宣派的視為股息分派已用作抵銷應收FEEL款項的未償付餘額（附註12）。

於二零一零年三月七日，貴公司以貴公司全體股東為受益人宣派現金股息20,000,000美元（人民幣136,532,000元），已於二零一零年三月九日支付。

於二零一零年四月九日，在貴公司第四份經修訂及重列組織章程大綱及細則及股東協議允許下，董事會批准二零一零年三月三十一日分派予Far East Energy Limited的視為股息11,900,000美元（人民幣81,052,000元），因為股息已用作支付應收FEEL的未償付款項且根據股東協議並不超過12,000,000美元。

26 經營活動產生的現金

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	二零零九年	二零一零年
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
除所得稅前溢利	434,116	773,838	183,939	(76,568)	327,178
調整：					
折舊、耗損及攤銷	286,792	475,172	445,824	226,547	268,015
淨利息開支 (附註23)	37,604	50,533	54,946	23,687	40,167
存貨減值 (附註11)	—	3,898	—	—	—
物業、廠房及設備減值 (附註6)	—	32,000	—	—	—
未變現外匯					
收益／(虧損)	—	(46,998)	2,246	(64)	(7,207)
石油認沽期權的公允價值					
(收益)／虧損	—	(129,817)	207,243	166,016	14,028
外匯合同的公允價值					
虧損／(收益)	—	25,257	(25,240)	(13,989)	—
營運資金變動：					
存貨	(850)	(16,369)	(22,170)	(313)	29,276
應收及其他應收款項	(211,661)	257,992	(226,528)	20,095	34,538
應付及其他應付款項	41,407	268,921	(581,629)	(342,362)	45,166
經營產生的現金	<u>587,408</u>	<u>1,694,427</u>	<u>38,631</u>	<u>3,049</u>	<u>751,161</u>

27 承諾及或有負債

(a) 承諾

於綜合財務狀況表日期已簽訂合同但並無在綜合財務狀況表內確認的資本支出如下：

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年
物業、廠房及設備	<u>50,000</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>

貴集團擁有與辦公室不可撤銷經營租約有關的經營租約承諾。

27 承諾及或有負債－續

(a) 承諾－續

經營租約項下的未來最低租金總額如下：

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年
不遲於一年	123	-	-	-

截至二零一零年六月三十日止六個月的租賃開支為辦公室租金人民幣3,027,000元（二零零九年：人民幣4,314,000元；二零零八年：人民幣4,314,000元；二零零七年：人民幣6,282,000元）。

(b) 或有負債

於二零零零年八月二十八日，MIE與中國石油化工股份有限公司（「中石化」）訂立產品分成合同，以勘探及開發山東省勝利油田。於二零零零年，MIE於勝利展開試驗開發階段並已鑽得一口乾眼。該項目已自二零零四年末起被擱置。於二零零五年四月，MIE已向中石化要求延長期限以重新啟動於勝利的項目。於二零零六年九月二十七日，MIE接獲中石化否決其重新啟動該項目要求的函件，且中石化以實驗開發階段延長期限已到期及MIE並未履行產品分成合同中至少2,000,000美元的投資承諾為由，要求終止產品分成合同。MIE相信其於勝利油田項目中的投資已符合產品分成合同所規定的承諾金額。與中石化的產品分成合同並未正式終止且糾紛並未進入任何司法程序。

28 與關聯方的交易

(a) 與關聯方的交易及結餘如下：

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	二零零九年	二零一零年
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
				(未經審核)	
與產品分成合同夥伴的交易					
澳大利亞環球石油公司					
根據產品分成合同代表澳大利亞環球石油收取的款項	120,575	198,885	112,288	40,421	109,403
授予澳大利亞環球石油的貸款	4,445	88,272	21,733	17,500	17,070
根據產品分成合同代表澳大利亞環球石油所產生的成本	125,030	216,250	95,631	14,972	91,339
中石油					
對中石油的銷售額	1,221,624	1,971,688	1,166,827	363,760	947,364
根據產品分成合同代表中石油所產生的成本	51,420	96,114	107,952	54,603	62,438
與FEEL控股股東有關的關聯公司／人士的交易					
吉林省國泰石油開發有限公司*					
採購物料及零件	1,878	2,913	324	—	262
購買鑽井服務	68,599	92,840	77,318	18,728	61,851
汽車的租金	1,310	1,724	3,613	1,731	1,149
趙江波					
汽車及辦公室物業的租金	—	3,216	5,652	2,826	2,624

* 以上所披露的金額為MIE（作為於吉林三個油田的作業者）與關聯公司交易的總額。

28 與關聯方的交易－續

(b) 計入應收及其他應收款項的應收關聯方款項：

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
應收關聯公司及產品分成合同 夥伴的款項				
即期				
United Petroleum USA, LLC ¹				
（非貿易）	1,701	1,571	1,569	1,561
Jilin Sanhuan Petroleum Company（貿易）	7,492	—	—	—
澳大利亞環球石油公司				
（非貿易）	15,547	54,994	55,901	73,462
中石油（貿易）	141,772	—	50,723	161,894
中石油（非貿易）	62,470	16,803	17,968	32,170
	228,982	73,368	126,161	269,087
減值撥備				
— Jilin Sanhuan Petroleum （貿易）	(7,492)	—	—	—
	221,490	73,368	126,161	269,087
非即期				
澳大利亞環球石油公司				
（非貿易）	—	66,190	70,360	37,871
	221,490	139,558	196,521	306,958
向供應商作出墊款				
吉林省國泰石油開發 有限公司（貿易）	—	—	38,673	50,324

1 United Petroleum USA, LLC為貴公司同系附屬公司，且貴集團已代表其支付於美國的雜項費用。

上述結餘為向關聯公司作出的墊款，該墊款主要來自與關聯方的採購交易及代表其他產品分成合同夥伴所收取的款項。就Jilin Sanhuan Petroleum Company的結餘計提的減值撥備為人民幣零元（二零零八年：零；二零零七年：人民幣7,492,296元）。

應收United Petroleum USA的非貿易款項將於〔●〕前償付，而來自貴集團一般經營的關聯方的其他結餘將不會於〔●〕前完全結清。

28 與關聯方的交易－續

(c) 計入應付及其他應付款項的應付關聯公司款項：

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
應付最終母公司款項				
應付FEEL款項(非貿易)	315,780	—	—	—
應付產品分成合同夥伴的款項				
澳大利亞環球石油公司 (非貿易)	18,507	—	—	—
中石油(貿易)(附註4(d))	—	458,539	—	—
應付其他關聯方的款項				
吉林省國泰石油開發 有限公司(貿易)	1,312	33,023	—	—
趙江波(貿易)	—	—	—	1,160
	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>

上述吉林省國泰石油開發有限公司的結餘主要來自採購交易，須應要求償付且不計任何利息。

上述趙江波(FEEL控股股東的配偶)的結餘來自汽車及辦公室物業的租金。

上述澳大利亞環球石油公司及中石油的結餘來自產品分成合同，須應要求償付且不計任何利息。

(d) 應收FEEL控股股東及FEEL的款項：

	於十二月三十一日			於
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	六月三十日
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	二零一零年 人民幣千元
應收FEEL控股股東的款項 (非貿易)(附註12)	808,988	—	—	—
應收FEEL的款項 (非貿易)(附註12)	—	422,880	81,074	—
	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>

於二零零七年十二月三十一日的款項為無抵押、免息且須於二零零七年十二月三十一日至二零一零年七月三十一日期間分十期等額攤還。

於二零零八年十二月三十一日的款項為無抵押、免息且須於附註12中所述的貸款重組完成後全數償還。

於二零零九年十二月三十一日的款項為無抵押及免息。應收FEEL的人民幣81,074,000元(11,900,000美元)已於二零一零年三月三十一日以11,900,000美元的視為股息結清(附註12)。

28 與關聯方的交易 – 續

(e) 作出以關聯方為受益人的擔保

於二零零八年，MIE向銀行抵押人民幣17,000,000元的存款以就該銀行向吉林省國泰石油開發有限公司提供的銀行貸款作出擔保。於二零零九年，MIE向銀行額外抵押人民幣29,400,000元，以就同一關聯方所獲的銀行貸款作出擔保。該抵押存款已於二零零九年九月解除。

(f) 主要管理人員酬金載列如下：

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	二零零九年	二零一零年
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
				(未經審核)	
開支					
短期利益：					
— 薪金	2,914	6,142	10,457	4,702	8,873
— 短期紅利	11,209	12,483	7,842	1,557	4,631
— 授予的購股權權 及股份增值權	—	—	180	—	5,870
— 實物利益	294	425	439	—	688
總計	14,417	19,050	18,918	6,259	20,062
累計負債					
短期利益：					
— 短期紅利	11,209	12,483	7,843	1,535	4,631
	11,209	12,483	7,843	1,535	4,631

短期紅利將於管理人員提供相關服務期間後十二個月內全數到期。

29 每股盈利

(a) 基本

每股基本盈利乃按貴公司股權持有人應佔淨溢利除以年內已發行普通股的加權平均數計算得出。

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零零七年 人民幣千元	二零零八年 人民幣千元	二零零九年 人民幣千元	二零零九年 人民幣千元 (未經審核)	二零一零年 人民幣千元
貴公司股權持有人 應佔淨溢利	308,953	611,090	110,477	(73,659)	238,455
調整：					
系列A優先股 應享股息	-	-	(10,311)	-	(49,281)
系列B優先股 應享股息	-	-	-	-	(22,125)
	<u>308,953</u>	<u>611,090</u>	<u>100,166</u>	<u>(73,659)</u>	<u>167,049</u>
普通股數目(千股)	<u>100,000</u>	<u>100,000</u>	<u>99,393</u>	<u>100,000</u>	<u>85,087</u>
每股基本盈利 (每股人民幣)	<u>3.1</u>	<u>6.1</u>	<u>1.0</u>	<u>(0.7)</u>	<u>2.0</u>

(b) 攤薄

每股攤薄盈利乃假設所有攤薄潛在普通股獲兌換後，經調整已發行普通股的加權平均數計算。貴公司有兩類攤薄潛在普通股：可換股優先股及購股權。可換股優先股乃假定可轉換為普通股。至於購股權，根據未行使購股權的加權平均數所附認購權的貨幣價值，釐定可能已按公允價值（即貴公司股份的平均年度市價）購入的普通股數目。按以上方式計算的普通股數目，與假設購股權獲行使而應已發行的普通股數目作出比較。

附錄一

會計師報告

29 每股盈利－續

(b) 攤薄－續

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零零七年	二零零八年	二零零九年	二零零九年	二零一零年
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
貴公司股權持有人 應佔淨溢利／ (虧損)	308,953	611,090	110,477	(73,659)	238,455
用於釐定每股攤薄 盈利的淨溢利	308,953	611,090	110,477	(73,659)	238,455
已發行普通股加權 平均數(千股)	100,000	100,000	99,393	100,000	85,087
調整：					
－ 假設轉換可換股 優先股(千股)	－	－	10,976	－	36,371
－ 購股權(千份)	－	－	26	－	755
為計算每股攤薄盈利 的攤薄潛在普通股 加權平均數(千股)	100,000	100,000	110,395	100,000	122,213
每股攤薄盈利 (每股人民幣)	3.1	6.1	1.0	(0.7)	2.0

30 結算日後事項

(a) 新附屬公司MIE New Ventures註冊成立

二零一零年八月六日，MIE New Ventures在開曼群島註冊成立為投資控股有限公司，並成為貴公司的全資附屬公司。二零一零年八月十一日，MIE New Ventures進一步向貴公司配發及發行9,999股普通股。

(b) 擬收購澳大利亞環球石油的現有產品分成合同中10%參與權益

二零一零年四月八日，貴公司就可能收購澳大利亞環球石油於大安、廟3及莫里青產品分成合同的所有10%參與權益(「權益」)簽署諒解備忘錄。總對價為貴公司緊接〔●〕前的股本價值除以0.9再乘以10%。權益的對價將由貴公司以現金及貴公司股份支付。

權益須經中國石油天然氣集團公司、中石油及中國其他有關當局磋商及訂立正式協議及批准後方可轉讓。諒解備忘錄將於貴公司〔●〕後90日或建議股份購買協議的簽立

日期終止，以較早者為準。截至本報告日期，尚未簽立建議股份購買協議。

30 結算日後事項 – 續

(c) 擬收購其他產品分成合同的新權益

二零一零年四月二日，貴公司就可能收購吉林省若干產品分成合同的參與權益簽署諒解備忘錄。倘貴公司擬收購參與權益，對價將於完成後以現金支付，並根據各項參與權益應佔石油的權利（按獨立國際石油儲量評估公司發出的儲量報告釐定，價格為每桶12美元）計算。

收購參與權益須經中石油、其當地分公司及中國其他有關當局磋商及訂立正式協議及批准，方可作實。諒解備忘錄將於簽署日後第六個月最後一日屆滿，截至本報告日期，仍在磋商中。

(d) 石油認沽期權

於二零一零年十月，貴集團購買一項期權以按每桶70.00美元的行權價向Merrill Lynch Commodities, Inc. (「MLCI」) 名義出售3,000,000桶原油，二零一一年每月分期交付150,000桶，二零一二年每月分期交付100,000桶。期權項下的價格乃基於西德克薩斯中質原油價格。此外，於二零一零年十月，貴集團向MLCI出售一項期權，根據與所購買期權相同的條款及條件，按每桶55.00美元的行權價向貴公司名義出售3,000,000桶，二零一一年每月分期交付150,000桶，二零一二年每月分期交付100,000桶。上述安排的影響為，倘石油的每月平均現貨價格降至低於每桶70.00美元，貴公司將就該月的名義數量每月向MLCI收取每桶70.00美元的行權價與西德克薩斯中質原油價格的差價，惟MLCI支付的最高額限於每桶15.00美元。自二零一一年四月起八個季度期間，貴集團將就石油認沽期權安排每季向MLCI支付約1,090,000美元的權利金。期權均於二零一二年十二月三十一日到期。

III. 結算日後財務報表

貴公司及其附屬公司均未就貴集團於二零一零年六月三十日以後任何期間編製經審核綜合財務報表。截至本報告日期，貴公司或其任何附屬公司並無就二零一零年六月三十日後任何期間宣派、作出或派付任何股息或分派。

此致

〔羅兵咸永道會計師事務所〕

執業會計師

香港

謹啟

〔●〕年〔●〕月〔●〕日

以下為獨立估值師仲量聯行西門有限公司就本集團物業權益於二零一零年九月三十日的估值所編製的函件全文、估值概要及估值證書，以供收錄於本文件。



Jones Lang LaSalle Sallmanns Limited
17/F Dorset House Taikoo Place
979 King's Road Quarry Bay Hong Kong
tel +852 2169 6000 fax +852 2169 6001
Licence No: C-030171

仲量聯行西門有限公司
香港鰂魚涌英皇道979號太古坊多盛大廈17樓
電話 +852 2169 6000 傳真 +852 2169 6001
牌照號碼: C-030171

敬啟者：

吾等按照閣下的指示對MI能源控股有限公司（「貴公司」）及其附屬公司（以下統稱「貴集團」）於中華人民共和國（「中國」）及美利堅合眾國（「美國」）擁有權益的物業進行估值，吾等確認已進行視察及作出有關查詢及調查，並取得吾等認為必要的其他資料，以向閣下提供吾等對物業權益於二零一零年九月三十日（「估值日」）資本值的意見。

吾等對物業權益的估值乃指市值。所謂市值，就吾等所下定義而言，乃指「在進行適當的市場推廣後，由自願買方及自願賣方於估值日達成物業交易的公平交易估計金額，而雙方乃在知情、審慎及不受脅迫的情況下自願進行交易」。

吾等採用直接比較法對物業權益進行估值，假設該物業權益按其現有狀況即時交吉出售，並參考有關市場可資比較的銷售交易。

由於第一類物業的樓宇及構築物的性質，並無現成可資比較的市場銷售。因此，其表下附註中所述的參考值已按折舊重置成本法估值。

折舊重置成本的定義為「以相當的新資產替換資產的目前成本減去按實際損耗及一切相關形式的陳舊及優化費用作出的扣減」。此乃基於改造的目前重置（或重建）成本估計，再減去按實際損耗及一切相關形式的陳舊及優化費用作出的扣減計算。物業權益的折舊重置成本須視乎有關業務是否具備足夠的潛在盈利能力而定。

吾等並無向貴集團所租用的第二及第三類物業權益賦予任何商業價值，此乃由於租賃屬短期性質或禁止轉讓或分租，或由於缺乏可觀租金利潤所致。

吾等的估值乃假設賣方於市場出售物業權益，並無受惠於可影響物業權益價值的遞延條款合同、售後租回、合資經營、管理協議或任何類似安排。

附錄四

物業估值

吾等的報告並無考慮所估物業權益的任何抵押、按揭或所欠負款項，以及在出售過程中可能產生的任何開支或稅項。除另有指明者外，吾等假設該等物業概不附帶可影響其價值的繁重產權負擔、限制及支銷。

進行物業權益估值時，吾等已遵守香港聯合交易所有限公司頒佈的證券上市規則第5章及第12項應用指引、皇家特許測量師學會頒佈的皇家特許測量師學會估值準則、香港測量師學會頒佈的香港測量師學會物業估值準則及國際估值準則委員會頒佈的國際估值準則所載的一切規定。

吾等在很大程度上依賴貴集團所提供的資料，並接納給予吾等有關租期、規劃批文、法定通告、地役權、佔用詳情、租賃及所有其他有關事項的意見。

吾等已獲提供有關物業權益的多份業權文件副本，包括房屋所有權證及正式圖則，並已作出有關查詢。在可能情況下，吾等已查閱文件的正本，以核實中國物業權益目前的業權、物業權益可能附帶的任何重大產權負擔或任何租賃修訂。吾等在很大程度上依賴貴公司的中國法律顧問－北京市中倫律師事務所提供有關中國物業權益效力的意見。

吾等並無進行詳細實地測量以核實有關物業佔地面積的準確性，但假設吾等所獲業權文件及正式地盤圖則所示佔地面積均為正確。所有文件及合同僅用作參考，而所有尺寸、量度及面積均為約數。吾等並無進行實地測量。

吾等曾視察該等物業的外部，並在可能情況下視察其內部。然而，吾等並無進行任何調查，以確定土地狀況及設施是否適合於該土地上進行任何開發。吾等編製的估值，乃基於假設該等方面均令人滿意。此外，吾等並無進行結構測量，但吾等在視察過程中，並無發現任何嚴重損壞。然而，吾等無法呈報該等物業是否確無腐朽、蟲蛀或任何其他結構損壞。吾等並無對任何屋宇設備進行測試。

吾等並無理由懷疑貴集團提供予吾等的數據的真實性及準確性。吾等亦已徵求貴集團確認所提供數據概無遺漏任何重大事項。吾等認為已獲提供足夠資料，以達致知情的意見，並概無理由懷疑有任何重大資料被隱瞞。

除另有說明者外，本報告所列的所有貨幣金額均為人民幣。

吾等的估值概述如下，並隨函附奉估值證書。

此致

MI能源控股有限公司
中國北京市
朝陽區
慧忠路5號
遠大中心
C座406室
董事會 台照

代表
仲量聯行西門有限公司
董事
彭樂賢
B.Sc. FRICS FHKIS
謹啟

二零一零年〔●〕月〔●〕日

附註：彭樂賢為特許測量師，於中國物業估值方面擁有27年經驗，並於香港、英國及亞太地區物業估值方面擁有30年經驗。

附錄四

物業估值

估值概要

第一類 – 貴集團在中國持有及佔用的物業權益

編號	物業	於二零一零年 九月三十日 現況下的資本值 人民幣元
1.	位於中國吉林省大安市建設鎮西太平村西的土地、多棟樓宇及構築物	無商業價值
	小計：	<u>零</u>

第二類 – 貴集團在中國租賃及佔用的物業權益

編號	物業	於二零一零年 九月三十日 現況下的資本值 人民幣元
2.	中國北京市朝陽區慧忠路5號遠大中心C座402及406室	無商業價值
3.	中國北京市朝陽區慧忠路5號遠大中心B座905室	無商業價值
4.	中國吉林省松原市松原經濟開發區青年大街2999號的2棟樓	無商業價值
	小計：	<u>零</u>

第三類 – 貴集團在美國租賃及佔用的物業權益

編號	物業	於二零一零年 九月三十日 現況下的資本值 人民幣元
5.	2203 Timberloch Place, The Woodlands Texas 77380, USA一樓220室	無商業價值
	小計：	<u>零</u>
	總計：	<u>零</u>

估值證書

第一類 – 貴集團在中國持有及佔用的物業權益

編號	物業	概況及年期	佔用詳情	於二零一零年 九月三十日 現況下的資本值 人民幣元
1.	中國 吉林省 大安市 建設鎮 西太平村西的土地、 多棟樓宇及構築物	<p>該物業包括一幅地盤面積為3.706公頃(37,060平方米)的土地及其上所建的31棟樓宇及多棟配套構築物，該等樓宇及構築物於二零零五年至二零零八年分多期竣工。</p> <p>該等樓宇的總建築面積約為4,278.88平方米。</p> <p>該等樓宇主要包括辦公大樓、閩室、變壓房、泵房、保安室等。</p> <p>構築物主要包括圍欄、道路、水井等。</p> <p>該物業的土地使用權乃劃撥作採礦用途，且無固定期限。</p>	該物業現由貴集團佔用作石油處理用途。	無商業價值

附註：

1. 根據中華人民共和國國土資源部發出的日期為二零零五年七月二十六日的工程建設用地的批覆函－國土資函[2005]第555號，一幅地盤面積為3.706公頃的集體所有土地獲准轉為建設用地，並劃歸貴公司的全資附屬公司MI能源公司使用。
2. 根據大安市國土資源局發出的日期為二零零五年十一月三十日的國有建設用地劃撥決定書－第20050001號，一幅地盤面積為37,060平方米的土地劃歸貴公司的全資附屬公司MI能源公司，作採礦用途。
3. 吾等並無獲提供該物業的土地及樓宇的任何業權證書。
4. 吾等已獲貴公司中國法律顧問就該物業權益提供法律意見，當中載有(其中包括)下列各項：
 - a. MI能源公司有權使用該土地；
 - b. MI能源公司申請該土地的劃撥土地使用證並無任何法律障礙；
 - c. 取得劃撥土地使用證之前，該土地不得抵押或轉讓；及
 - d. MI能源公司有權建設及使用該土地上所建的樓宇及構築物。
5. 根據上述中國法律顧問意見，該土地不能在市場上自由轉讓，因此吾等並無賦予該物業任何商業價值。然而，為供參考，吾等認為，假設已取得所有相關業權證書，且該物業可自由轉讓，則該物業的樓宇及構築物(土地除外)於估值日期的折舊重置成本應為人民幣8,146,000元。

估值證書

第二類 – 貴集團在中國租賃及佔用的物業權益

編號	物業	概況及年期	佔用詳情	於二零一零年 九月三十日 現況下的資本值 人民幣元
2.	中國 北京市 朝陽區 慧忠路5號 遠大中心C座402 及406室	<p>該物業包括一棟約於二零零一年竣工的25層高辦公大樓4樓的2個單位。</p> <p>該物業的可租賃總面積約為524.79平方米。</p> <p>該物業乃由一關聯方租予MI能源公司，租期自二零一零年一月一日起至二零一零年十二月三十一日屆滿。</p>	該物業現由貴集團佔用作辦公室用途。	無商業價值

附註：

1. 根據趙江波與貴公司的全資附屬公司MI能源公司訂立的日期分別為二零一零年一月一日及二零一零年九月二十八日的一份租賃協議及一份補充協議，該物業由關聯方趙江波租予MI能源公司，租期自二零一零年一月一日起至二零一零年十二月三十一日屆滿，租金總額為人民幣1,126,298元，不包括管理費及水電費。
2. 吾等已獲貴公司中國法律顧問就該物業租賃協議的合法性提供法律意見，當中載有（其中包括）下列各項：
 - a. 根據中國法律法規，該等協議具有法律約束力及可強制執行；及
 - b. 該租賃協議未於政府機構登記並不影響租賃協議的有效性。

估值證書

編號	物業	概況及年期	佔用詳情	於二零一零年 九月三十日 現況下的資本值 人民幣元
3.	中國 北京市 朝陽區 慧忠路5號 遠大中心B座905室	<p>該物業包括一棟約於二零零一年竣工的25層高辦公大樓9樓的一個單位。</p> <p>該物業的可租賃總面積約為158.9平方米。</p> <p>該物業乃由一獨立第三方租予MI能源公司，租期自二零一零年一月十日起至二零一零年十二月三十一日屆滿。</p>	該物業現由貴集團佔用作辦公室用途。	無商業價值

附註：

1. 根據公方愛與貴公司的全資附屬公司MI能源公司訂立的一份日期為二零一零年一月十二日的租賃協議，該物業由獨立第三方公方愛租予MI能源公司，租期自二零一零年一月十日起至二零一零年十二月三十一日屆滿，月租人民幣23,500元，包括管理費，但不包括水電費。
2. 吾等已獲貴公司中國法律顧問就該物業租賃協議的合法性提供法律意見，當中載有（其中包括）下列各項：
 - a. 根據中國法律法規，該租賃協議具有法律約束力及可強制執行；及
 - b. 該租賃協議未於政府機構登記並不影響租賃協議的有效性。

估值證書

編號	物業	概況及年期	佔用詳情	於二零一零年 九月三十日 現況下的資本值 人民幣元
4.	中國 吉林省 松原市 松原經濟開發區 青年大街2999號 的2棟樓	該物業包括一棟約於二零零四年竣工的2層高辦公大樓及一棟4層高辦公大樓。 該2棟樓宇的可租賃總面積約為2,700平方米。 該物業乃由一獨立第三方租予MI能源公司，租期自二零一零年十月八日起至二零一一年十月七日屆滿。	該物業現由貴集團佔用作辦公室用途。	無商業價值

附註：

1. 根據所有權人李曉禹，出租方松原日升鑽探有限公司與承租方貴公司的全資附屬公司MI能源公司訂立的一份日期為二零一零年九月十六日的租賃協議，該物業租予MI能源公司，租期自二零一零年十月八日起至二零一一年十月七日屆滿，租金總額為人民幣450,000元，不包括水電費。
2. 吾等已獲貴公司中國法律顧問就該物業租賃協議的合法性提供法律意見，當中載有（其中包括）下列各項：
 - a. 根據中國法律法規，該租賃協議具有法律約束力及可強制執行；及
 - b. 該租賃協議未於政府機構登記並不影響租賃協議的有效性。

估值證書

第三類 – 貴集團在美國租賃及佔用的物業權益

編號	物業	概況及年期	佔用詳情	於二零一零年 九月三十日 現況下的資本值 人民幣元
5.	2203 Timberloch Place, The Woodlands Texas 77380, USA 一樓220室	該物業包括一棟約於一九七四年竣工的2層高辦公大樓一樓的一個辦公室單位。 該單位的可租賃面積約為1,475平方英尺。 該物業乃由一獨立第三方租予MI能源公司，租期由二零零九年十二月十九日起至二零一二年十二月三十一日止。	該物業現由貴集團佔用作辦公室用途。	無商業價值

附註：

根據Timberloch, Inc.與貴公司的全資附屬公司MI能源公司訂立的一份日期為二零零九年十二月七日的租賃協議，該物業由獨立第三方Timberloch, Inc.租予MI能源公司，租期由二零零九年十二月十九日起至二零一二年十二月三十一日止，每年基本租金為每平方英尺19.5美元。

為
MI能源控股有限公司

準備的

獨立技術報告



依據產品分成合同的權利

估算的未來可採儲量和收益

二零一零年六月三十日始

Larry P. Connor, P.E.

德州工程師協會證書編號：58639
經營高級副總裁

James R. Broome, P.G.

德州地質師證書編號：1136
高級副總裁

RYDER SCOTT COMPANY, L.P.

德州工程師協會公司註冊號：F-1580

MI能源控股有限公司
中華人民共和國吉林省資產的
獨立技術報告

25.1 目錄

	頁碼
25.2 摘要	V-3
25.3 介紹	V-18
25.4 資產概要	V-27
25.5 討論	V-28
25.6 油田：	V-28
25.6 油田：大安油田	V-28
25.6 油田：廟3油田	V-52
25.6 油田：莫里青油田	V-67
25.7 業務	V-83
25.8 經濟評估：	V-84
25.8 經濟評估：大安油田	V-89
25.8 經濟評估：廟3油田	V-91
25.8 經濟評估：莫里青油田	V-94
25.8 經濟評估：價格和成本敏感性分析	V-98
25.9 社會和環境	V-108
25.10 意見根據	V-108



RYDER SCOTT COMPANY
PETROLEUM CONSULTANTS

TBPE REGISTERED ENGINEERING FIRM F-1580
1100 LOUISIANA SUITE 3800

FAX (713) 651-0849
HOUSTON, TEXAS 77002-5235

TELEPHONE (713) 651-9191

敬啟者：

MI能源控股有限公司中國吉林省資產的獨立技術報告

25.2 摘要

應貴公司要求，雷德斯考特公司（雷德斯考特）為MI能源控股有限公司（MI能源）所屬權益的有關探明儲量、概算儲量和可能儲量、產量預測和收入進行了估算（報告評估截止日期為二零一零年六月三十日）。標的資產位於中國吉林省。在此所述儲量數據和收入數據是根據石油工程師協會（SPE）、世界石油學會（WPC）、美國石油地質師協會（AAPG）、石油評估工程師協會（SPEE）在石油資源管理系統（SPE-PRMS）中所規定的定義和披露綱要進行估算的。基本模型是根據石油資源管理系統定義在合同週期內價格及費用不變的情況下，對收入數據進行評估的（參見石油資源管理系統常量模型）。敏感性價格是採用與基本模型同樣的產量預測方法和雷德斯考特目前對油價和費用的預測進行的。敏感性價格模型可以參見第25.8章以摘要格式所示的「價格和成本敏感性分析」。

應貴公司的要求，我們也對上述同一標的資產的或有資源和遠景資源進行了估算。資源量是按石油資源管理系統進行估算的，沒有應用詳細的經濟分析。標的資產受產品分成合同制約，MI能源權益下的淨採收量取決於分析中使用的具體經濟參數。我們沒有進行詳細的或有和遠景資源量的經濟分析確定淨經濟烴體積當量。在此所述的資源量是根據每個油田的全部可能的儲量的淨毛比估算的MI能源淨儲量。在二零一零年六月三十日報告中估算的或有和未發現的遠景資源量，沒有由於經濟影響進行調整，也沒有在合同期末給予刪減。

在二零一零年八月十六日完成的第三方研究結果也在此報告中得以體現。由雷德斯考特審查的標的資產為100%MI能源的全部淨探明、概算和可能液態烴儲量和資源。MI能源於我們所評估三項資產的權益，乃依據個別產品分成合同及於各產品分成合同內MI能源透過其全資附屬公司MI能源公司持有外國合同者的90%權益。外國合同者有責任投資所有開發費用及支付彼等應佔的操作費。外國合同者有權享有所採原油的80%，直至已收回所有開發費用，並於其後享有48%。MI能源在收回所有開發費用前應佔淨產量為72%，其後為43.2%。

附錄五

獨立技術報告

在二零一零年六月三十日報告的基礎模型中，是在假設煙的價格不變的情況下對可採儲量和未來收入進行估算的。依照香港聯合交易所有限公司（「聯交所」）證券上市規則（「上市規則」）的規定，除非合同協議明確其價格，在基礎模型中，煙價格按報告結束日之前的12個月內的平均價格，採用期間內每個月第一天的生效價格按照未加權算術平均法計算得出。由於經濟和政治因素影響，關於未來煙價格的預測具有顯著的不確定性。可採儲量和所得收入與實際發生的煙價格直接相關；因此，實際可採儲量和實際取得收入可能會與報告中的估算數值有顯著差異。另外一種價格調整模型參見報告的第25.8條，「價格和費用敏感性模型」。其研究結果摘要如下：

資產審查摘要

資產	地點	作業公司	合同類型	合同到期日	全部許可證面積
大安	中華人民共和國吉林省	MI能源公司	產品分成合同	二零二四年十二月三十一日	253.0平方公里
廟3	中華人民共和國吉林省	MI能源公司	產品分成合同	二零二八年二月二十九日	81.0平方公里
莫里青	中華人民共和國吉林省	MI能源公司	產品分成合同	二零二八年十一月三十日	71.5平方公里

恒定參數（稅後所得）

依據產品分成合同獲得的權益
淨儲量和收入數據估算
MI能源公司
截止二零一零年六月三十日

	全部探明	全部概算	全部可能
淨剩餘儲量			
油／凝析油一桶	29,408,762	18,270,787	13,466,026
收入			
未來總收入	1,839,663,825美元	1,144,395,447美元	844,006,471美元
扣除	896,104,251美元	767,561,396美元	500,692,915美元
未來淨收入	943,559,574美元	376,834,051美元	343,313,556美元
折現後淨收入10%	562,384,646美元	95,152,432美元	105,307,373美元

附錄五

獨立技術報告

	全部探明(1P)	全部探明+ 概算(2P)	全部探明+ 概算+可能(3P)
淨剩餘儲量			
油／凝析物－桶	29,408,762	47,679,549	61,145,575
收入			
未來總收入	1,839,663,825美元	2,984,059,272美元	3,828,065,743美元
扣除	896,104,251美元	1,663,665,647美元	2,164,358,562美元
未來淨收入	943,559,574美元	1,320,393,625美元	1,663,707,181美元
折現後淨收入10%	562,384,646美元	657,537,078美元	762,844,451美元

液態烴單位按照標準42加侖桶表示。貨幣單位為美元。標的資產中不涉及天然氣銷售量。

在報告中，歸屬於標的資產的儲量、產量預測和收入的估算是通過TRC諮詢公司版權所有的石油經濟軟件包PHDwin石油經濟評估軟件計算的。其程序設計按MI能源公司要求為MI能源獨家使用。雷德斯考特認為整體上程序是合適的，但是由於歸整使得某些數值和計算可能有差異，且某些數值和計算可能與合計後標的資產之和不完全匹配。另外，針對同樣的資產，高一級的合計和更詳細的現金流預測相比，會有細微的變化原因是由於四舍捨五入取整導致的，差別很小。

未來總收入是在扣除了特別收益金(EPT)、增值稅(VAT)、基於稅率的礦區使用費和政府投資回收油和利潤油分成之後得出的。同時也扣除了正常直接操作費、關稅、管理費(顯示為其他費用)、再完井成本、開發費用和回收利用後的淨棄置費。未來淨收入扣除了相關所得稅和一般管理費用，沒有包括現有未清償貸款，也沒有包括庫存現金或者未分配收入。

探明儲量、概算儲量和可能儲量的100%均為液態烴。

如上表所示，未來淨收入是以月複利計算每年10%的折現率。同時給出了另外4個不同的折現率的未來淨收入。這些結果摘要如下表：

折現後未來淨收入(稅後所得)				
於二零一零年六月三十日折現率				
折現率百分比	全部探明(1P)	全部概算	全部探明+ 概算(2P)	全部探明+ 概算+ 可能(3P)
5	718,504,263	198,991,203	917,495,466	1,109,045,996
8	618,344,379	130,162,168	748,506,547	882,655,338
10	562,384,646	95,152,432	657,537,078	762,844,451
15	451,286,824	34,468,686	485,755,510	541,707,982
20	370,315,437	-724,613	369,590,824	397,241,055

上圖所顯示結果供參考，不應當看作是我們對公允市場價值的估算。

本報告中所做資產評估生效日期為二零一零年六月三十日。自該報告之日起，雷德斯考特未獲悉從生效日開始所評估的資產發生任何重大變化。

本報告包括MI能源所有的礦產資產。雷德斯考特沒有考慮MI能源擁有的其他資產或者在報告的資產以外的其他資產。

介紹

意見依據

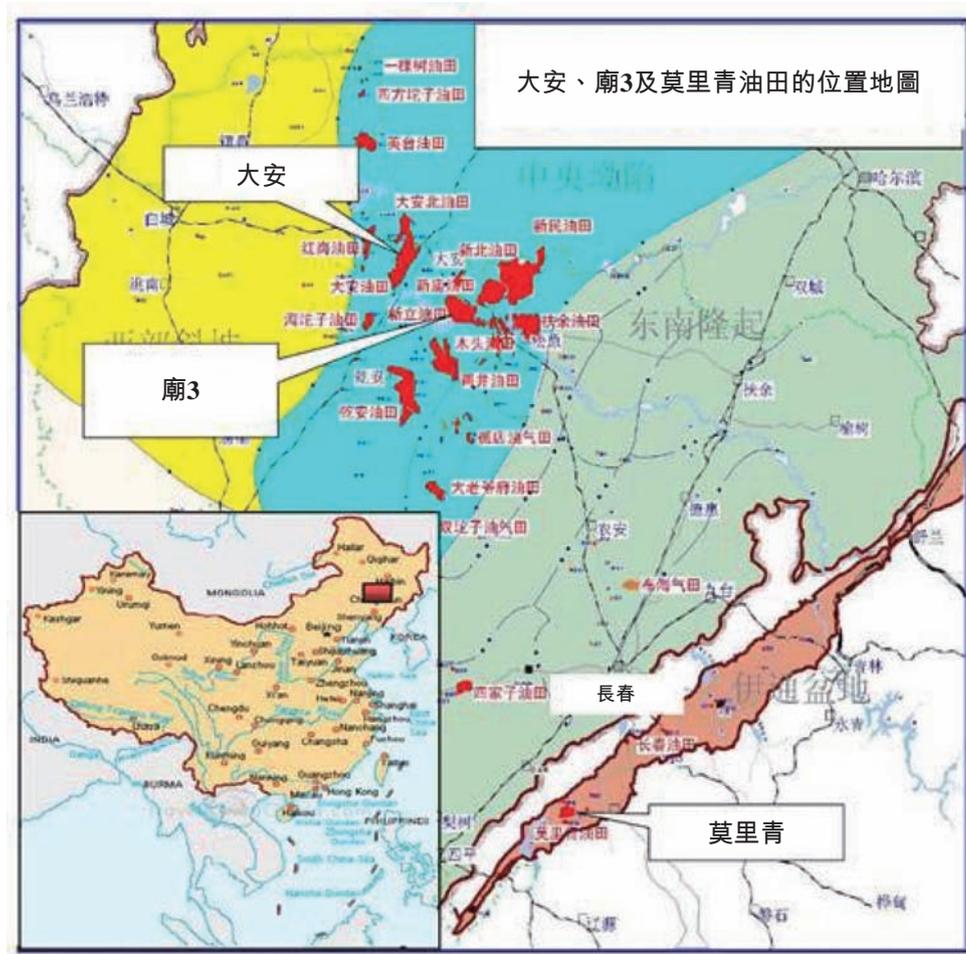
此評估根據專業調研所認可的標準反應了我們運用專業知識的判斷，所做評估是與業界採用的石油工程和地學慣例一致的。然而，本報告和報告中結論易受到儲量和資源量評估，及工程、地質和地球物理資料解釋過程中關聯的不確定性的制約。本次調研是在我們對目前資產所在地的石油生產管理法律，稅收和規定的理解範圍內進行的。然而，雷德斯考特不能對所有權、權利、任何可能存在的妨害或者對涉及到許可證或協議的任何法律問題進行探明。我們對儲量（探明儲量、概算儲量和可能儲量）的估算是以MI能源公司（資產的作業者）提供的數據為基礎的。我們認可了MI能源公司提供的數據和信息，沒有對數據進行獨立驗證。

該報告體現出我們從獨立專業角度上的意見，該評估不應視為對結果的保證或者是對公允市場價值的評估。在石油勘探和生產中有不確定性因素，且全部的評估都是在不確定性的框架下進行的，這應當被理解。如果我們獲得了更新的信息，我們會依據更新的信息修改我們的意見和判斷。

本報告僅體現在此特指的資產。本研究僅用於MI能源及其顧問使用之唯一目的。雷德斯考特已發出其書面同意將本報告及其公司名稱載入MI能源〔●〕中且不會撤銷同意，我們的意見和參考資料表明在本報告中，以用於〔●〕。雷德斯考特在此段中特此說明，對報告所包含的信息負有責任，並充分發揮雷德斯考特公司所有的專業知識和經驗，盡一切可能確保實事求是，本報告所包含的信息皆立足事實，並且我們不會遺漏可能影響信息來源的任何事件。

資產組合

MI能源擁有在中國吉林省的生產和開發資產的投資組合（附圖如下）。資產由三個許可區塊組成。許可證是30年期限，其中從開始商業生產日(DCC)開始，有20年的生產期。每個許可區塊的商業生產日都不同，因此每個區塊的合同限制也有區別。MI能源提供了本次評估所用到的合同條款和相關日期。



本報告中所包含的儲量

在本報告中所包含的探明儲量、概算儲量和可能儲量符合由石油工程師協會(SPE)、世界石油學會(WPC)、美國石油地質師協會(AAPG)和石油評估工程師協會(SPEE)，發佈並批准在2007 SPE/WPC/AAPG/SPEE石油資源管理系統(SPE-PRMS)規定的關於探明儲量、概算儲量和可能儲量的定義。在對石油資源管理系統的「石油儲量定義」中刪減後，SPE/WPC/AAPG/SPEE對探明儲量、概算儲量和可能儲量定義作為附件包含在本報告中。

各個儲量級別的定義在本報告的附件中，稱為「儲量定義和綱要」。在此已開發探明未動用儲量、已開發概算未動用儲量和已開發可能未動用儲量都表示完鑽未動用儲量。

雖然可以合理地預計，未來銷售量價格和操作費及其他有關生產的費用會比現有水平增加或下降，但在做評估時忽略了這些變化。

儲量是根據到給定日期為止，在給定條件下從已有積聚油藏中，預計經濟產出的估算剩餘石油量。所有儲量估算涉及到對儲量的不確定性的評估，參數的不確定性導致實際的原油產量與預測的石油儲量或多或少的不一致。不確定性主要取決於在對地質和工程數據進行估算和解釋時，可

用的地質和工程的數據數量有關。為傳達不確定性相對程度，可以將其列到兩大儲量類別中，或為探明儲量或為未探明儲量。未探明儲量比探明儲量更不容易確定是否可採，未探明儲量可以進一步細分為概算和可能儲量，表明經濟開採的不確定性越來越大。

探明油氣儲量就是在給定的期間，通過分析地質和工程數據，以合理的確定性估算為商業可採的油氣量。概算儲量是與探明儲量相比能夠經濟採出的可能性較小的另外的儲量。對於概算儲量，實際剩餘可採儲量值大於或小於估算的探明與概算儲量之和均有可能。可能儲量是比概算儲量可能性更小的那些附加儲量。對於可能儲量，實際剩餘可採儲量大於估算探明、概算和可能儲量之和的可能性很小。在本報告中，使用確定性解析法進行儲量估算，且以增量形式體現。按照確定增量的方法，儲量的離散量根據各儲量不確定性程度估算並劃分為探明、概算和可能儲量。

儲量及收入跟不同的儲量類別和風險程度相關，對在此所包含的各類儲量對應的儲量和收入進行調整，因此各類儲量和收入之間沒有可比性。此外，由於未來生產、政府規定或者地緣政治風險而導致，儲量的估算可能增加或減少。所以油氣儲量估算具有本質上的不確定性。本報告中的儲量，因此只是估算值而不應看作精確儲量值。這些儲量實際上可能被採出，可能不會被採出，如果被採出，那麼來自儲量的收入和與此有關的實際費用可能或多或少與估算數據有差距。

報告中的儲量限於目前產品分成合同到期前的期間，條件為有合法生產權或者收益權。標的資產受產品分成合同重要財務條款的制約，因為財務條款會影響MI能源對這些儲量生產的淨收益。按照產品分成合同條款，從這些淨儲量獲得的價格和經濟收益可能發生顯著變化。因此，如適用，雷德斯考特審查了產品分成合同的會計條款並與MI能源討論了對油田作業帶來的淨經濟效益，從而確定出淨油量和收入。雷德斯考特沒有進行徹底的審計或者對產品分成合同信息的查證。對我們審查合同信息和接受MI能源提供的與合同相關的信息不應當視為此次評估的法律意見。

本報告考慮了以實物（桶油）來支付政府的礦區使用費和增值稅的影響。根據產品分成合同，在本報告中歸屬MI能源的淨收入扣除了礦區使用費和增值稅。

雷德斯考特沒有估算MI能源在中國生產並擁有權益的國家和地緣政治風險。MI能源的生產可能會受不同級別政府部門的控制和監管。這些控制和監管可能包括與如下有關的事宜，土地使用和租用、生產石油的合法權利包括產品分成合同許可／延期或者終止、各個產品分成合同的會計條款、鑽井和生產條例、環保、銷售和定價政策、礦區使用費、各種稅費徵收包括所得稅，上述控制和監管會不時發生變化。政府規定和政策的變化可能會導致實際可採儲量和實際的收入與在此的估算儲量有明顯差異。另外，如有地質和工程數據的更新或經濟條件發生變化，儲量估算通常會被修正。

在此所做儲量估算是基於對MI能源所屬權益的資產進行詳細研究後得出的，然而在研究過程中我們沒有進行資產的現場檢查。但是，一位雷德斯考特高級工程師在之前評估期間曾到現場進行過廣泛的現場考察。雷德斯考特沒有在報告中考慮可能存在的潛在的環境責任，對環境責任所包含的恢復及整理這些由於過去生產習慣引起的損害（如果有）的任何費用也沒有考慮。

報告中的儲量估算

儲量估算包括兩類不同的確定結果。按照石油資源管理系統的規定，第一項確定結果是對可採油氣量的估算，第二項結果是對不確定性的估算。估算可採原油儲量的過程取決於某一通常認可的分析程序的使用。這些分析程序分為三大類或方法：(1)基於動態法(2)烴體積法(3)類比法。在估算儲量的過程中，儲量評估師可以單獨使用一種方法也可以使用幾種方法組合。儲量評估師根據可靠的地質和工程數據、已建立或者預計油藏動態特點及標的資產的開發階段或生產成熟度，根據其專業判斷選擇最適合的方法或幾種方法的組合。

在許多模型中，不管評估師採用何種方法，在對可用地質和工程數據分析及隨後對這些數據解釋後，會顯示出評估可能結果的範圍。如果這些儲量的變化範圍確定，評估師必須確定這些儲量增量關聯的不確定性。如果採用定性增量法評估儲量，儲量的每個離散增量的不確定性由評估師按其儲量類別給以解釋。因此，儲量類別分為探明儲量，概算儲量和可能儲量，從而可以解決所報告的估算儲量所固有的不確定性。

隨着地質和工程資料的更新，儲量和儲量類別的估算可能發生變化。另外，儲量和有關儲量類別估算也可能由於某些其他因素而發生變化，如在前面提到的經濟環境、未來作業結果、政府部門的規定或者地緣政治及經濟風險的影響。

在此報告中，是通過動態分析法、烴體積法和／或類比法，對標的資產進行儲量估算的。佔全部探明儲量大約76%的儲量與注水開發相關，剩餘的24%的儲量與一次採油有關。歸生產井的或油藏的大約85%的儲量是通過動態法，如遞減曲線分析，對截至到二零一零年六月三十日為止的歷年產量數據應用到各種模型中，進行推斷分析後對油藏進行估算，對這些儲量，有確定數據為依據。剩餘15%探明開發儲量是通過油田內的類比和／或烴體積法相結合，進行估算的，對這些儲量，由於沒有充分的歷年動態數據為依據，不能給出明確的（遞減）趨勢，在此用生產動態數據作為儲量估算的依據不合適。對在此包括的所有概算和可能動用儲量，及所有探明儲量、概算儲量和可能未動用和未開發儲量，都是通過類比法和烴體積法相結合進行估算的。烴體積分析法，採用了截止到二零一零年六月三十日為止全部相關的井和地震的數據。在烴體積分析法中採用的數據是由MI能源提供給雷德斯考特，對這些數據而言，雷德斯考特認為用於評估是充分的。

為估算經濟可採油氣儲量和相關的未來淨現金流，我們考慮了許多因素和假定，包括，但不限於，不能直接測到的地質、物探和工程數據等油藏參數、基於目前費用和價格參數為基礎的經濟標準和未來產量的預測。按照石油工程協議第2.2.2條和表3，必須按照目前經濟條件、生產方式和政府規定，論證給定期間的探明儲量在商業上具有可採性。我們在本報告中對概算儲量和可能儲量的商業可採的經濟性應用了同樣的標準。雖然可以合理地預計未來銷售量和作業費及其他有關產量的費用採用的油價可能比現有價格水平上漲或下跌，但是按照石油工程協會石油資源管理系統中的常量價格模型中採用的標準，我們在評估中忽略掉了油價變化。

MI能源告訴我們MI能源已經準備了本次調研要求的重要的會計賬目，記錄，地質和工程數據，報告和其他資料。我們在準備未來產量和收入的預測時，我們完全信任MI能源提供的資料，包括：所擁有的資產權益、所選井的試井和試油結果、正常直接生產作業費或者租賃費、其他費用如關稅或處理費用、特別收益金和增值稅、再完井和開發費用、打撈後的棄置費用、按石油工程協會石油資源管理系統綱要的常量價格模型的價格、產品價格的調整或差異、地質構造和等容線圖、測井、岩芯分析和壓力測試。雷德斯考特審查了所有事實數據的合理性，然而，我們對MI能源提供的數據沒有再進行獨立驗證。我們認為在本報告中所使用的事實數據對於在此進行儲量和未來淨收入估算是適合和充分的。

總之，我們認為報告中使用的為評估目的所有的假定、數據、方法和分析程序是適合的，我們為儲量估算採用了所有的我們認為必要和適合的方法和程序。在此報告中的儲量是根據由石油工程協會、世界石油學會、美國石油地質師協會和石油評估工程師協會發起並批准的，在二零零七年SPE/WPC/AAPG/SPEE石油資源管理系統(SPE-PRMS)規定的探明儲量、概算儲量和可能儲量的定義而確定的。

未來的產量預測

對於目前的生產井，我們對未來產量的預測是根據歷史動態數據為基礎的。如果還沒有形成產量遞減趨勢，那麼遠景產量可保持不變，或在適當時為限產做調整，直至預計出現產能遞減。估算的遞減率然後應用到儲量虧空。如果已經形成產量遞減，那麼該趨勢被用作遠景產量估算的基礎。

對目前沒有動用的井或者井位，使用測試數據和其他有關信息估算預計的初產產量。對於仍未動用的儲量，其銷售量根據MI能源提供的預計之日開始估算。對於目前未動用的井或者井位，由於不可見因素導致開始動用的時機變化，其開始動用之日可以比我們在估算的預計日期或早或晚。這些因素包括由於如下因素所導致的延遲，包括天氣、鑽井機是否可用、鑽井順序、完井和／或再完井和／或監管機構規定的限制。

對於目前生產的井或者目前未生產井或井位，由於如下因素變化，其未來產量與我們的估算相比可能或多或少，這些因素包括但不限於，油藏動態、地面設施有關生產條件、壓縮和人工舉升、管道能力和／或生產條件、生產的市場需求和／或監管機構的許可或其他限制。

附錄五

獨立技術報告

下表給出了MI能源按年度對各油田按儲量類別所做的開發方案。下表也包含了全部探明儲量1P、全部探明和概算儲量之和2P和全部探明儲量和概算儲量及可能儲量之和3P摘要。我們將MI能源的開發方案融入到了我們的產量預測、操作費預測和開發費用預測中。

MIE開發計劃

總井數（採油井及注水井）

年份	大安					
	探明	概算	可能	1P	2P	3P
二零一零年.....	0	0	0	0	0	0
二零一一年.....	279	9	0	279	288	288
二零一二年.....	196	177	0	196	373	373
二零一三年.....	94	316	15	94	410	425
二零一四年.....	0	147	245	0	147	392
二零一五年.....	0	43	80	0	43	123
總計	569	692	340	569	1,261	1,601

年份	莫里青					
	探明	概算	可能	1P	2P	3P
二零一零年.....	18	0	0	18	18	18
二零一一年.....	21	12	8	21	33	41
二零一二年.....	6	19	14	6	25	39
二零一三年.....	0	36	21	0	36	57
二零一四年.....	0	22	24	0	22	46
二零一五年.....	0	0	50	0	0	50
二零一六年.....	0	0	26	0	0	26
總計	45	89	143	45	134	277

年份	廟3					
	探明	概算	可能	1P	2P	3P
二零一零年.....	0	2	0	0	2	2
二零一一年.....	0	0	0	0	0	0
二零一二年.....	0	0	0	0	0	0
二零一三年.....	0	0	0	0	0	0
二零一四年.....	0	0	0	0	0	0
二零一五年.....	0	0	0	0	0	0
總計	0	2	0	0	2	2

附錄五

獨立技術報告

年份	項目總計					
	探明	概算	可能	1P	2P	3P
二零一零年.....	18	2	0	18	20	20
二零一一年.....	300	21	8	300	321	329
二零一二年.....	202	196	14	202	398	412
二零一三年.....	94	352	36	94	446	482
二零一四年.....	0	169	269	0	169	438
二零一五年.....	0	43	130	0	43	173
二零一六年.....	0	0	26	0	0	26
總計	614	783	483	614	1,397	1,880

年份	所有項目 – 探明儲量			
	總鑽井數	總產量 (桶數)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	20	3,607,476	25,762,200	33,096,351
二零一一年.....	300	6,934,280	126,888,000	70,937,249
二零一二年.....	199	7,081,216	77,749,800	74,804,544
二零一三年.....	94	7,307,229	36,535,800	75,990,462
二零一四年.....	0	7,087,480	935,000	70,563,318
二零一五年.....	0	6,508,307	935,000	69,441,573
二零一六年.....	0	5,916,862	0	68,105,544
二零一七年.....	0	5,263,002	0	66,412,875
二零一八年.....	0	4,702,858	0	65,028,042
二零一九年.....	0	4,195,778	0	63,932,215
二零二零年.....	0	3,697,746	0	62,850,103
二零二一年.....	0	3,222,919	0	61,690,160
二零二二年.....	0	2,813,415	0	60,657,730
二零二三年.....	0	2,452,819	0	59,539,845
二零二四年.....	0	2,103,732	0	56,440,525
小計		72,895,119	268,805,800	959,490,538
餘數		0	200,000	0
總計	613	72,895,119	269,005,800	959,490,538

附錄五

獨立技術報告

年份	所有項目 – 概算儲量			
	總鑽井數	總產量 (桶數)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	2	63,739	649,200	180,757
二零一一年.....	21	474,831	16,815,600	1,772,132
二零一二年.....	196	1,198,047	83,213,756	7,550,500
二零一三年.....	352	2,254,361	151,803,156	16,391,187
二零一四年.....	169	3,332,909	81,145,022	25,153,124
二零一五年.....	43	3,850,620	14,774,800	25,775,655
二零一六年.....	0	3,973,045	0	25,498,429
二零一七年.....	0	3,942,226	0	25,203,385
二零一八年.....	0	3,749,287	0	20,838,178
二零一九年.....	0	3,561,172	0	20,016,766
二零二零年.....	0	3,412,463	0	19,629,034
二零二一年.....	0	3,257,622	0	19,235,101
二零二二年.....	0	3,095,376	0	19,025,866
二零二三年.....	0	2,933,334	0	19,055,632
二零二四年.....	0	2,795,767	0	21,147,155
小計.....		41,894,799	348,401,533	266,472,900
餘數.....		1,624,992	0	64,150,163
遠景總計.....	783	43,519,791	348,401,533	330,623,063

年份	所有項目 – 可能儲量			
	總鑽井數	總產量 (桶數)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	0	27,432	0	99,670
二零一一年.....	8	180,897	9,148,800	903,837
二零一二年.....	14	426,988	17,779,800	2,253,265
二零一三年.....	36	791,544	31,951,600	4,494,569
二零一四年.....	269	1,532,790	107,693,822	10,843,376
二零一五年.....	130	2,211,821	84,667,956	15,386,615
二零一六年.....	26	2,726,802	32,333,600	18,048,024
二零一七年.....	0	2,974,524	0	18,076,942
二零一八年.....	0	3,074,525	0	21,807,568
二零一九年.....	0	3,047,501	0	21,805,937
二零二零年.....	0	3,010,083	0	20,731,094
二零二一年.....	0	2,835,233	0	16,733,834
二零二二年.....	0	2,685,578	0	16,276,847
二零二三年.....	0	2,546,654	0	15,859,553
二零二四年.....	0	2,407,963	0	15,466,696
小計.....		30,480,335	283,575,578	198,787,827
餘數.....		1,750,227	0	29,336,408
遠景總計.....	483	32,230,562	283,575,578	228,124,235

附錄五

獨立技術報告

年份	所有項目 – 1P			
	總鑽井數	總產量 (桶數)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	20	3,607,476	25,762,200	33,096,351
二零一一年.....	300	6,934,280	126,888,000	70,937,249
二零一二年.....	199	7,081,216	77,749,800	74,804,544
二零一三年.....	94	7,307,229	36,535,800	75,990,462
二零一四年.....	0	7,087,480	935,000	70,563,318
二零一五年.....	0	6,508,307	935,000	69,441,573
二零一六年.....	0	5,916,862	0	68,105,544
二零一七年.....	0	5,263,002	0	66,412,875
二零一八年.....	0	4,702,858	0	65,028,042
二零一九年.....	0	4,195,778	0	63,932,215
二零二零年.....	0	3,697,746	0	62,850,103
二零二一年.....	0	3,222,919	0	61,690,160
二零二二年.....	0	2,813,415	0	60,657,730
二零二三年.....	0	2,452,819	0	59,539,845
二零二四年.....	0	2,103,732	0	56,440,525
小計.....		72,895,119	268,805,800	959,490,538
餘數.....	0	200,000	0	
遠景總計.....	613	72,895,119	269,005,800	959,490,538

年份	所有項目 – 2P			
	總鑽井數	總產量 (桶數)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	22	3,671,215	26,411,400	33,277,107
二零一一年.....	321	7,409,111	143,703,600	72,709,381
二零一二年.....	395	8,279,263	160,963,556	82,355,044
二零一三年.....	446	9,561,590	188,338,956	92,381,649
二零一四年.....	169	10,420,389	82,080,022	95,716,442
二零一五年.....	43	10,358,927	15,709,800	95,217,227
二零一六年.....	0	9,889,907	0	93,603,973
二零一七年.....	0	9,205,228	0	91,616,260
二零一八年.....	0	8,452,145	0	85,866,220
二零一九年.....	0	7,756,950	0	83,948,981
二零二零年.....	0	7,110,209	0	82,479,137
二零二一年.....	0	6,480,541	0	80,925,261
二零二二年.....	0	5,908,791	0	79,683,596
二零二三年.....	0	5,386,153	0	78,595,478
二零二四年.....	0	4,899,499	0	77,587,681
小計.....		114,789,918	617,207,333	1,225,963,438
餘數.....		1,624,992	200,000	64,150,163
遠景總計.....	1,396	116,414,910	617,407,333	1,290,113,601

附錄五

獨立技術報告

年份	所有項目 – 3P			
	總鑽井數	總產量 (桶數)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	22	3,698,647	26,411,400	33,376,777
二零一一年.....	329	7,590,008	152,852,400	73,613,218
二零一二年.....	409	8,706,251	178,743,356	84,608,310
二零一三年.....	482	10,353,134	220,290,556	96,876,217
二零一四年.....	438	11,953,179	189,773,844	106,559,819
二零一五年.....	173	12,570,748	100,377,756	110,603,842
二零一六年.....	26	12,616,709	32,333,600	111,651,997
二零一七年.....	0	12,179,752	0	109,693,202
二零一八年.....	0	11,526,670	0	107,673,788
二零一九年.....	0	10,804,451	0	105,754,918
二零二零年.....	0	10,120,292	0	103,210,232
二零二一年.....	0	9,315,774	0	97,659,095
二零二二年.....	0	8,594,369	0	95,960,443
二零二三年.....	0	7,932,807	0	94,455,031
二零二四年.....	0	7,307,462	0	93,054,376
小計.....		145,270,253	900,782,911	1,424,751,265
餘數.....		3,375,219	200,000	93,486,571
遠景總計.....	1,879	148,645,472	900,982,911	1,518,237,836

煙價格

MI能源提供給我公司上述二零一零年六月三十日有效的平均價格和大慶歷史標價。報告中使用的油價是基於石油資源管理系統恒定的價格參數和上市規則的要求，使用的是報告截止日之前12個月的平均價格，除非合同另有定義，規定為未加權算術平均價格，12個月中每月的第一天油價。對於合同項下出售的石油產品，在合同到期前使用合同價格，排除通貨膨脹調整，包括固定和可定的上調。合同到期後，價格調整為上述12個月未加權算術平均價。

按照產品分成合同規定，用來決定資產未來收入總值的產品價格基於大慶石油標價。

另外，下表總結了不同差值的淨加權基準價格，報告中應用為「平均實際價格」，下表顯示的平均實際價格由生產稅前的未來收入總值和地理區域的淨儲量總值所決定，並且符合上市規則對每個地理區域的披露要求。

附錄五

獨立技術報告

地區	產品	參考價格	平均 基準價格	平均 實際價格
中國	油	大慶	73.35美元	73.35美元

報告中使用的價格請參見附表「經濟參數」。

指定為原油套期保值的金融衍生品的影響沒有反映在資產評估中。

本報告後文講述了應用雷德斯考特現有價格和成本預測的價格敏感度測試。

成本

報告中租賃和井的操作費用基於MI能源的操作費用報告，只包括直接適用於租賃和井的成本。操作費用包括租賃和井直接相關的一部份一般及管理費用。對操作資產來說，操作費用包括一定適當水平的一般管理費用和上級管理費。每桶1.02美元的關稅，佔成本1.5%的上級管理費，以及投資被列為「其他減項」。與租賃或井不直接相關的貸款償還，利息費用，或勘探和開發預付款項沒有減項。

開發費用由MI能源提供，並且基於對建議項目的批准支出或相似項目的實際成本。回收利用後廢棄井的估算淨成本被包括在資產中，回收利用的廢棄井成本淨值是可觀的。我們認可了MI能源提供的廢棄井淨成本估算值，沒有進行獨立核算。

截至二零一零年六月三十日，報告中的未生產和未開發儲量已根據MI能源開發這些儲量的方案載於本文件。MI能源管理層採取批准程序，實施了MI能源的開發方案。準備報告期間，應我們的詢問，MI能源通知我們報告中的開發行動已經得到MI能源各級管理層的內部批准。除了上述的內部批准，這樣的開發行動也許要經過指定合作伙伴AFE的過程，聯合操作協議的要求或其他外部的行政批准。另外，MI能源已經通知我們沒有遇到任何將顯著改變方案的法律，法規，政治或經濟上的阻礙。

MI能源使用的現有成本在資產週期中是恒定的。

報告包括的資源

本報告中包括的1C, 2C, 3C或有資源和低值，中值，高值（的）未發現遠景資源，遵照了石油資源管理系統中規定的或有和遠景資源1C, 2C, 3C，以及低值，中值，高值的定義。本報告「油氣資源定義」一節包括了資源的定義。本報告中包括的全部或有資源都被發現且被井眼（鑽穿），但被認為低於現在的經濟界限。我們進行測井，和使用本地區井的其他信息估算了資源量。

附錄五

獨立技術報告

或有資源和未發現遠景資源的可採量，和實際油氣價格直接相關；因此，或有資源和未發現遠景資源的實際採收量可能和報告中的估算量明顯不同。研究結果總結如下。

技術可採資源總量
來自產品分成合同的權益
MI能源控股有限公司
截至二零一零年六月三十日

	或有資源		
	1C	2C	3C
淨剩餘資源			
油／凝析油一桶	2,283,299	4,203,978	5,291,256

	未發現遠景資源		
	低值	中值	高值
淨剩餘資源			
油／凝析油一桶	2,518,377	4,490,431	5,672,423

備註：根據石油資源管理系統定義，上表所示資源量是累積的（2C包括1C，3C包括2C和1C），及（中值包括低值，高值包括中值和低值）。

資源估算

使用確定性的體積模型估算標的資產油藏的或有資源和未發現遠景資源。所有包括的資源都基於油藏含有溶解氣的假設。每個油藏使用的體積參數都在本報告中油田的資源論述中有體現。包括資源根據的許可協議在關於合同區的經濟論述部份中有描述。本報告中的資源只是估算量，不應被認為是精確量，也許會被實際採收，也許不會，而且估算資源量由於未來操作或可用信息更新可能增加或減少。根據定義，本報告中估計的C1、C2和C3資源有着不同程度的相關風險，因此是不可類比的。

油田區域的或有資源現在是不經濟量。根據石油資源管理系統，這些資源量被定義為或有資源。

油田區域的遠景資源是指未有完鑽井鑽穿油藏的地區或者斷塊。根據石油資源管理系統，這些資源量被定義為未發現遠景資源。

在我們的研究中，MI能源沒有提供或有和遠景資源區域井位的鑽井計劃。雷德斯考特沒有預計這些資源量或者進行經濟評估，因此不能確定現有許可協議中將被採收的資源量。應MI能源的請求，在本報告中我們已經包括了全部技術可採儲量。

使用條件

根據上市規則規定的「合資格人士」要求，以及作為〔●〕的一部分，我們作為第三方的研究結果以報告形式呈現於此。

本報告只供MI能源控股有限公司獨家使用，如無我們事先的書面許可，不可被用於其它用途。我們已經提供給MI能源控股有限公司本報告簽字版原件的電子版本。如果MI能源控股有限公司提交的電子版本和簽字版原件之間有任何不同之處，以簽字版原件為準。經我公司有關方的批准，可取得本報告使用的數據和資料。如需提供進一步服務，請聯繫我公司。

25.3 介紹

獨立和專業資質標準

如摘要所述，本報告基於MI能源提供的數據。我們認為報告中的數據對於儲量和未來淨儲量的估算是合適且充分的。儲量評估由具體的地質和工程分析，以及包括MI能源提供的數據。

雷德斯考特是一家獨立的石油工程顧問公司，在七十年間為世界提供石油顧問服務，雷德斯考特由僱員擁有，並在德克薩斯州的休斯頓、科羅拉多州的丹佛，以及加拿大艾伯塔省的卡爾加里擁有辦公室。固定員工大概有80名工程師和地質師。鑒於公司規模和為大量客戶提供服務，沒有單一客戶或工作佔據年收入的主要部份。我們不擔任任何上市油氣公司的僱員或董事，對客戶的運營和投資決策過程來說也是分離和獨立的。這使我們為每次服務帶來最高水平的獨立性和客觀性。

雷德斯考特積極參與行業相關的專業協會，並組織以儲量評估和美國證監會規則為主題的年度公共論壇。許多公司員工發表或聯合發表了儲量相關主題的技術論文。我們鼓勵員工通過積極參與繼續教育，提高專業技能。

在受僱於雷德斯考特之前，雷德斯考特要求受僱的工程師和地質師以註冊專業工程師或註冊專業地質師的形式獲得專業認證，或從相應的政府機構或認可的自律專業組織處獲得同等認證。

對於MI能源，及其董事、高級管理層和顧問來說，我們是獨立的石油工程師。我們和我們的員工在標的資產中沒有任何利益，並且僱佣和報酬都不取決於我們評估資產的儲量。

下文包括報告簽字人，負責審查和批准報告中儲量信息的主要技術人員的專業資質。

主要技術人員 – Larry Connor先生的專業資質

報告中的結論是雷德斯考特地質和工程團隊進行技術分析的結果，Larry Connor先生是負責儲量和未來產量評估的主要技術人員。

Connor先生於一九八一年開始受僱於雷德斯考特公司，擔任經營高級副總裁，負責協調管理員工和顧問工程師，並在世界範圍內進行儲量評估的研究工作。在加入雷德斯考特之前，Connor先生

在Amoco Production公司擔任多個工程職位。關於Connor先生的更多工作經驗，請參見雷德斯考特公司網站www.ryderscott.com/Experience/Employees。Connor先生的聯繫地址為1100 Louisiana, Suite 3800, Houston, Texas 77002, USA.

Connor先生於一九七七年在德克薩斯A&M大學獲得工業工程理學學士學位，在德克薩斯州，加拿大艾伯塔省，英屬哥倫比亞省和薩斯喀徹溫省註冊為專業工程師。他還是石油工程師協會和石油評估工程師協會的成員。Connor先生現在擔任石油評估工程師協會休斯敦分會的主席。

除了過往工作獲得的豐富經驗和能力，德克薩斯工程師協會還需要每年至少15小時的繼續教育，包括至少1小時的職業道德教育，Connor先生滿足以上要求。在二零零九年的繼續教育中，Connor先生參加了16小時的內部正式培訓，以及全天的公共論壇2009 RSC儲量會議，有關於美國證監會在二零零九年一月十四日在聯邦公報上發表的17章，美國聯邦法規，油氣的現代化報告，最終準則。在二零零九年，Connor先生還參加了12小時的內部正式培訓和8小時的外部正式培訓，有關於美國工程師協會，世界石油學會，美國石油地質學家協會，石油評估工程師協會的油氣資源管理系統，油藏工程，地球科學，石油經濟評估方法，程序和軟件，以及顧問道德。Connor先生在石油合同計劃內部正式培訓中擔任講師，使用PHDwintm軟件和Crystal Balltm分析遠景資源評估。

基於他的教育背景，職業培訓和多達32年在儲量估算和評估領域的實際經驗，在二零零七年二月十九日石油工程師協會發佈的「油氣儲量信息估算和審計標準」第三章中，Connor先生獲得作為儲量評估師和儲量審計師的職業資質。

主要技術人員 – Jim Broome先生的專業資質

報告中的結論是雷德斯考特地質和工程團隊進行技術分析的結果，James R. Broome先生是負責監督相關容積法計算的岩石物理數據，地球物理數據和地質數據分析的主要技術人員。

Broome先生於一九八二年開始受僱於雷德斯考特公司，擔任高級副總裁，負責協調管理員工和顧問地球學家，並在世界範圍內進行儲量評估的研究工作。在加入雷德斯考特之前，Broome先生在Union石油公司和California and Longhorn油氣公司擔任多個地質職位。關於Broome先生的更多工作經驗，請參見雷德斯考特公司網站www.ryderscott.com。Broome先生聯繫地址為1100 Louisiana, Suite 3800, Houston, Texas 77002, USA.

Broome先生於一九七五年在南佛羅里達大學獲得地質學文學學士學位，於一九八三年在阿靈頓德克薩斯大學獲得地質學理學碩士學位。在德克薩斯州和美國石油地質學家協會註冊為專業地質學家。他還是美國石油地質學家協會和休斯敦地質協會的成員。

除了過往工作獲得的豐富經驗和能力，德克薩斯地質師／地球物理師協會還需要每年至少15小時的繼續教育，包括至少1小時的職業道德教育，Broome先生滿足以上要求。在二零零九年的繼

續教育中，Broome先生參加了16小時的內部正式培訓，有關於美國證監會在二零零九年一月十四日在聯邦公報上發表的17章，美國聯邦法規，油氣的現代化報告，最終準則。Broome先生還參加了9小時的內部正式培訓和5小時的外部正式培訓，有關於美國工程師協會、世界石油學會、美國石油地質學家協會、石油評估工程師協會的油氣資源管理系統、油藏工程、地球科學、石油經濟評估方法、程序和軟件，以及顧問道德。

基於他的教育背景，職業培訓和多達31年在儲量估算和評估領域的實際經驗，在二零零七年二月十九日石油工程師協會發佈的「油氣儲量信息估算和審計標準」第三章中，Broome先生獲得作為儲量估算師的職業資質。

基於美國工程師協會、世界石油學會、美國石油地質學家協會、石油評估工程師協會的石油資源管理系統規定的定義和披露準則，估算得出本報告中的儲量和收益數據。

美國石油工程師協會 – 石油資源管理系統名詞解釋

可採儲量的分類以及次級分類

改編自：

2007石油資源管理系統¹

分類／子類	定義	準則
儲量	儲量是指在一給定的未來期限內，在特定條件下，通過實施開發方案，從已知油氣藏中預計可以經濟採出的油氣數量。	<p data-bbox="922 470 1414 661">儲量必須滿足以下四項條件：已發現、可採、有經濟性，且在應用的開發方案基礎上有剩餘量。儲量可進一步根據估算的確定性和項目成熟度或開發與生產狀態細分。</p> <p data-bbox="922 708 1414 942">為納入儲量類別，一個項目必須經過充分定義以確立其商業可行性。必須有一個合理的預期，所要求的內部與外部批准都將實現，且需要有直接目的的證明在合理的時間框架內持續進行開發。</p> <p data-bbox="922 989 1414 1342">啟動開發的合理時間框架要根據項目範圍，依具體情況和變化而定。建議5年可作為一個基準，但是生產者由於很多其他原因選擇推遲開發經濟項目，如市場相關原因，或者為了達到合同或戰略目標的原因，因此會選用更長的可適用的時間框架。無論何種情況，儲量的類別證明必須有清晰明確的證明文件。</p> <p data-bbox="922 1389 1414 1717">為納入儲量類別，儲層的商業可採性通過實際產量或者地層測試的數據支持，須具有高可信度。在某些特定情況下，儲量可能要根據測井和／或取芯數據揭示其目標儲層是含煙的並與同一生產地區的正生產的儲層類似，或通過地層測試數據證明其具有生產能力。</p>

分類／子類	定義	準則
正在生產中.....	開發項目目前正在生產中並正將石油銷售於市場。	重要標準是項目正在從其銷售中獲取收入，而不是將要完成獲批。這是將該項目認定為100%商業性機會的關鍵點。 項目「決策門」是決定開始進行商業性生產。
獲准開發.....	所有必要的批准已經全部拿到，開發資金已經調撥，開發項目的實施已經在進行中。	此時，必須確定開發項目正在向前推進。項目不能受到任何或有事項的影響，例如尚未拿到規定的批准或者銷售合同。 預估的開發費用將包含在企業已獲批的當年或來年的預算報告中。 「決策門」是指決定開始投資生產設備的建設和／或開始投資鑽井。

分類／子類	定義	準則
合理開發.....	開發項目的履行應該在合理預測商業情況的基礎上進行，且應有合理的預期，所有的批准／合同都可獲得。	<p>為推進項目到達此成熟度，並因此能夠擁有儲量，基於企業報告對未來油價、成本的預測等（「預測情況」）和項目的具體情況，報告中開發項目必須具有商業利益。在合理的時間框架內具有確定的開發目的將足以證明其商業性。商業性評估需要有詳細開發方案的支持其並能夠合理的預期在項目執行前所規定的所有批准以及銷售合同都即將獲得。除了以上的批准／銷售合同，合理的時間框架內（見儲量類別）不能存在意外事故妨礙開發。</p> <p>項目「決策門」是指定企業以及其合作伙伴（如有）決定，項目已到達技術與商業的成熟標準，足以證明在此時繼續進行開發。</p>
或有資源量.....	或有資源量是指，在某一給定時間之後，有潛力從已知油氣藏中開採出的油氣數量，但是由於某種或多種原因目前不考慮將其商業開採。	例如，或有資源量可能由於，此項目目前還沒有可行市場，或商業開採要依賴於正在開發的技術，或油氣數量的評估不足以清晰評估其商業性。或有資源量可根據評估的確定性等級進行進一步分類，或者根據項目的成熟度進行二級分類，以及／或者根據經濟情況進行分類。

分類／子類	定義	準則
有待開發.....	一個已發現的油氣藏，項目活動持續進行以探明可預見的遠景商業開發。	<p>此項目可看作對最終的商業開發具有適當潛力，就此來說，今後資料的獲取（如鑽井、地震資料）和／或目前正在進行的評估，都是為了確定項目具有商業可行性，並為選擇適當的開發計劃打下基礎。意外事故應被確定，並能合理預期在合理時間框架內被解決。請注意，令人失望的評估結果將導致該項目被置於「暫停」或「非可行」的狀態。</p> <p>「決策門」是指決定進行日後的資料收集並／或研究旨在推進項目到某一技術和商業的成熟度，以決定項目繼續進行開發和生產。</p>
開發未明確 或暫停.....	處於已發現油氣藏的項目活動處於暫停狀態和／或商業開發可能需要延期。	<p>項目可看做對最終商業開發有着巨大潛力，但是之後的評估／評價活動將暫停，直到重大的意外事故解決為止，或者直到之後的評估／評價活動被要求闡明最終商業開發的潛力。開發可能遭遇到嚴重推遲。請注意情況的變化，使合理的預期不再可將重大意外事故從可預見的將來中除去，例如，可導致項目劃分至「不可行」的狀態。</p> <p>「決策門」指決定是否繼續進行另外的評估從而闡明最終商業開發的潛力或者暫時停止或推遲之後有待進行的活動，直至外部意外事項解決。</p>

分類／子類	定義	準則
開發不可行.....	由於生產潛力有限，對於已發現的油氣藏目前沒有開發計劃或者收集額外的資料的計劃。	項目不可被看做對最終商業開發有巨大潛力，但是理論上的可採儲量將被記載，因此潛在機會將被認為在技術或者經濟情況上發生重大改變時產生。決策門是指對於項目可預見的未來，決定不再收集任何資料或拿資料做研究。
遠景資源量.....	遠景資源量是指，在某一給定日期之後，從未知油氣藏中可能採出的油氣數量。	潛在累計儲量按照其油氣藏發現機會進行評估，在特定開發項目中，（假設其為油氣藏）估算將可採的資源量。一般公認來講，開發計劃的細節內容較少，開發更多依賴於早期勘探的類比開發。
遠景目標.....	潛在累計儲量充分確定，作為可行的鑽井目標	開發活動集中於評估成為油氣藏的機​​會，以及（假設其為油氣藏）在商業開發計劃下的潛力可採範圍。
合同區	潛在累計儲量未充分確定，要求更多的數據採集和／或評價工作，可作為目標圈閉。	開發活動集中於收集更多的數據和／或承擔今後的評估，旨在確定合同區是否具備成為的條件。此類評估包括評估成為油氣藏的機​​會，以及（假設其為油氣藏）可行開發方案下的潛力可採範圍。
意向	潛在累計儲量有趨勢成為，但是需要更多的數據採集和／或評價工作，以確定具體為合同區或意向	開發活動集中於收集更多的數據或者承擔今後的評估，旨在確定某個合同區或成為更多的細節分析其成為油氣藏的機​​會，以及（假設其為油氣藏）假設的開發情況下的潛力可採範圍。

美國石油工程師協會 – 石油資源管理系統名詞解釋
表2：儲量狀況解釋及指引

分類／子類	定義	準則
已開發儲量.....	已開發儲量是指是指預計利用現有的井和生產設施可以採出的儲量。	只有在必需設備已經安裝完畢，或相應費用與鑽完井成本相比較低時，才能將相關儲量定為已開發。如果必需設備還沒有到位，可能需要將開發儲量重新歸類為未開發儲量。開發儲量可進一步細分為開發動用儲量或者開發未動用儲量。
開發動用儲量.....	開發動用儲量是指預計從在評估時已打開的完井層段可採出的儲量。	提高可採儲量只有在提高採收率項目實際已經實施時才能劃為動用儲量。
開發未動用儲量.....	開發未動用儲量包括關井和管後儲量。	關井儲量是指以下情況預計開採出的儲量： (1) 完井層段在評估時雖然已經打開，但還沒有開始生產； (2) 受市場條件或管道連接限制關井，不能進行生產； (3) 由於機械原因不能夠進行生產。 管後儲量是指預期通過對已鑽井未動用層段進行完井或在生產前須經過重新完井始能夠採出的儲量。在任何情況下，此開始或恢復生產所需費用須比鑽新井費用來的低。
未開發儲量.....	未開發儲量是指通過未來投資可獲得的油氣數量：	未開發儲量是指以下情況開採出的預期儲量： (1) 在已知油藏的未鑽區域鑽新井； (2) 加深現有井至到不同（但已知）的儲層； (3) 加密井增加採收率；或者 (4) 要求更多的資金投入在（例如，與開鑽新井比較） (a) 現有井的二次完井；或 (b) 安裝生產或運輸設備進行初次開採或者提高採收率項目。

¹ 石油資源管理系統，由美國石油工程師協會油氣資源委員會起草；二零零七年三月，世界石油學會、美國石油地質家協會以及石油評估工程師協會審閱並共同發起。

附錄五

獨立技術報告

25.4 資產概要

25.4.a

在二零一零年六月三十日報告的基礎模型中，是在假設煙的價格不變的情況下對可採儲量和未來收入進行估算的。依照上市規則，除非合同協議明確其價格，在基礎模型中，煙價格按報告結束日之前的12個月內的平均價格，採用期間內每個月第一天的生效價格按照未加權算術平均法計算得出。由於經濟和政治因素影響，關於未來煙價格的預測具有顯著的不確定性。可採儲量和所得收入與實際發生的煙價格直接相關；因此，實際可採儲量和實際取得收入可能會與報告中的估算數值有顯著差異。此報告的結果如下：

資產概要						
資產	地點	操作公司	合同類型	合同到期日	總許可證面積	淨許可證面積
大安	中華人民共和國 吉林省	MI能源	產品分成合同	二零二四年 十二月 三十一日	253.0平方公里	182.2平方公里
廟3	中華人民共和國 吉林省	MI能源	產品分成合同	二零二八年 二月 二十九日	81.0平方公里	58.3平方公里
莫里青	中華人民共和國 吉林省	MI能源	產品分成合同	二零二八年 十一月 三十日	71.5平方公里	51.5平方公里

	總剩餘儲量		淨剩餘儲量	
	油／凝析油－桶		油／凝析油－桶	
	探明(1P)	探明＋概算(2P)	探明(1P)	探明＋概算(2P)
大安	61,948,356	96,075,271	24,626,665	38,745,557
廟3	441,160	1,089,243	277,613	623,691
莫里青	10,505,603	19,250,397	4,504,484	8,310,302
總計	72,895,119	116,414,911	29,408,762	47,679,550

	總剩餘儲量		淨剩餘儲量	
	油／凝析油－桶		油／凝析油－桶	
	可能		可能	
大安		19,896,402		7,995,093
廟3		611,054		198,782
莫里青		11,723,104		5,272,151
總計		32,230,560		13,466,026

MI能源控股有限公司
儲量容積概要
二零一零年六月三十日

	總資源量			估算淨權益	MI能源估計淨資源量		
	或有資源量				或有資源量		
	C1	C2	C3		C1	C2	C3
大安	1,250,557	2,540,179	3,184,991	0.401836121	502,519	1,020,736	1,279,844
廟3	4,364,379	8,059,019	10,111,596	0.325310038	1,419,776	2,621,680	3,289,404
莫里青	802,725	1,248,684	1,605,451	0.449723128	361,004	561,562	722,008
總計	6,417,661	11,847,882	14,902,038		2,283,299	4,203,978	5,291,256

	遠景資源量			估算淨權益	遠景資源量		
	低值	中值	高值		低值	中值	高值
	大安	2,631,885	5,263,770		6,579,713	0.401836121	1,057,586
廟3	1,204,621	2,190,219	2,737,774	0.325310038	391,875	712,500	890,625
莫里青	2,376,831	3,697,292	4,753,662	0.449723128	1,068,916	1,662,758	2,137,832
總計	6,213,337	11,151,281	14,071,149		2,518,377	4,490,431	5,672,423

附註：按照美國石油工程師協會－石油資源管理系統的定義，以上顯示的資源量是積累的（C2包含C1，C3包含C2加C1）以及（中值包含低值，高值包含中值以及低值）。

25.5 討論

MI能源於〔●〕所列的資產均位於中國東北的松遼盆地。這是一個北東－南西向延伸盆地，佔地25萬平方公里。此盆地的勘探始於一九五八年，第一次商業生產於一九六零年在大慶油田產生。今日，大慶油田已成為世界最大油田之一，石油產量超過100億桶。

盆地形成和填充於幾個不同的構造時期，開始於侏羅紀中期，延伸至晚第三紀。早期經地殼斷裂以及伴生的火山活動形成。此時的沉積物主要是火山灰以及火成碎屑沉積與礫岩、砂岩以及泥岩互層。緊接着發生斷裂沉降，形成多種地塹以及半地塹。沉積主要是河流和三角洲沉積進入淺水湖泊。細粉砂岩以及泥岩有機物含量豐富，是松遼盆地的生油岩層－從下白堊紀貫穿至上白堊紀泉頭(k1q4)和青山口(k2qn)地層。上白堊紀多次隆起及沉降。一些構造已被部份剝蝕，後被相似構造的三角洲以及湖泊沉積埋藏。

大安油田，廟3油田與大慶油田同位於松遼盆地中央凹陷區。莫里青油田位於松遼盆地的東緣。

25.6 油田：

25.6 大安油田

地質概況

大安油田位於中華人民共和國東北部吉林省大安市附近。在此區塊上的勘探活動始於上世紀50年代末期。大安油田目前處於開發生產階段，MI能源已經完鑽和投產了共1371口井。

大安油田位於為中生代裂谷的松遼盆地中部凹陷上。油田主要包含下白堊統扶余－楊大城子（扶楊）(K₁q₃₊₄)和上白堊統高臺子(K₂qn₂₊₃)兩個油藏（參見圖1）。

該構造圖（扶余儲層頂部， K_1q_4 ）是以地震數據為基礎又經過足夠密度的完鑽井校正後的繪製出的。地震解釋由MI能源（北京）進行並經雷德斯考特公司審查。在油田中部和南部獲取的三維地震數據和在北部獲取的二維地震數據都具有很高的質量。三維數據於一九九一—一九九二年間通過地震勘探獲得，並於二零零九年進行重新處理。二維數據在一九九零—一九九一年和一九九一—一九九二年獲得，且亦於二零零九年進行重新處理。雷德斯考特審查並與MI能源的代表討論了地質圖件的繪製過程和方法，認可該構造圖是測井和地震數據的準確合理的反映。

油田構造

大安油田在構造圖上顯示為北北東—南南西走向且向北傾伏的狹長背斜構造；南部和北部的頂部高程分別為海拔1600米和海拔1900米（圖2）。此油田為非對稱構造，其東南翼傾角約為 4° – 6° ，而西北翼傾角為 2° – 4° 。東南翼傾角更大主要是受大安斷層影響。大安斷層是一個北北東—南南西走向的主要逆斷層。此斷層的運動分為兩個階段。在油田儲層沉積階段，受益地擴展影響，斷層呈現常規運動。在後期壓實階段，該區域層序受逆向運動作用反轉，形成目前在大安油田見到的背斜構造。伴隨著逆向運動還有明顯的右旋運動，並由此產生了一系列北西—南東走向橫穿背斜軸的雁列正斷層。其中部份大型橫斷層可能作為油藏邊界並將大安油田分割成九個油藏或區塊。這些斷層斷面傾角比較陡，在 $+/-70^{\circ}$ 左右（圖3和圖4）。

油田地層

下白堊紀的扶楊（扶余—楊大城子）儲層由一系列湖相和河流相的砂泥岩互層構成。儲層地層厚度約為100米至300米，其中單個砂層的厚度為1米至15+米。通過已經完鑽的密度很大的井的數據顯示，這些單個砂體的橫向變化很大。下白堊紀扶楊儲層自北向南貫穿整個大安油田。而上白堊紀的高臺子砂岩僅在大安油田南部（主要是DH、DJ和DK區塊）發育。這兩個地層的接觸面通常被認為是不整合的。此外，多數區塊並未對含高臺子儲層的地層進行測井，因此無法獲知高臺子儲層的橫向連續性。

儲層物性

大安油田的儲層數據通過具體分析井區中1350多口井的測井資料而計算得到。首先將測井數據加載到Geographix Prism測井分析程式，其後對測井曲線進行歸一化處理以確保分析結果的一致性。獲取大安地區7口井的岩心數據，將其用於標定測井孔隙度（圖5）以及確定孔隙度和含水飽和度界限值。通過回歸分析（圖6）確定孔滲關係為9.5%孔隙度對應0.1mD。使用標準的1mD的滲透率界限值，在大安油田不能代表目前已經探明了的產能。根據生產數據，雷德斯考特將滲透率界限值小數點前移一位變為0.1mD。二零零八年九月，雷德斯考特聽取了Schneider Exploration, Inc.公司John S. Schneider的報告，闡明瞭以往岩芯分析方法的不準確性。隨後，MI能源恢復了取芯作業並將採集的岩芯交由一家獨立機構進行分析。雷德斯考特新獲得了兩口井（D206-10和DJ2-3）的相對滲透率值，並據此確定了50%含水飽和度的界限值。此詳細分析不僅幫助確定了所有9個區塊的淨產油層厚度，還確定了它們的油水介面或油層底界。通過分析獲得的重大發現是，9個區塊的油水介面或油層底界均落在許可區域界限之外。

在二零零九年的研究中，雷德斯考特審查並重新確定了用於對GR測井曲線進行歸一化處理的兩個界限點的值，進行重新處理的原因是項目首次分析後新增了大量新井數據。目前，大安油田所

有的GR數據均使用標準兩點歸一化公式歸一至5%-95%累積頻率內。重新處理的結果可能使先前計算的測井計算參數重新分佈，且可能使煙孔隙體積(HCPV)和有效厚度與先前數據對比產生偏斜。

總的來說，測井曲線顯示南部儲層物性好於北部，這可能是由於北部的埋深大於南部。這些砂岩被認為是「緻密」儲層，且所有油井經水力壓裂處理以提高儲層出油量。根據測井結果，有效儲層的孔隙度介於11-22%之間，平均為16%。此油田含水飽和度介於27-49%之間，平均為41%。

油藏參數

此油田中單井的洩油面積通常為15英畝，但由於油藏條件和壓裂效率不同，某些井的洩油面積可能稍大或略小。到目前為止，幾乎所有鑽開的井都已進行有效完井，並有經濟產出。油田北部區塊如DA、DB和DC的油藏參數比南部差一些。在油田北部，有些井完井後產量不夠高，這可能與油藏質量有關。

所有成功進行測試的油井的探明油藏面積均被指定為15英畝。這些井有8口鄰井，每口鄰井的洩油面積亦為15英畝。因此，在這些成功測試／分析的井周圍形成了135英畝的探明(1P)含油面積。對每口成功測試／分析的油井，如果其洩油面積為30英畝且有24口鄰井，探明和概算(2P)含油面積將達到750英畝。

如前所述，每個區塊由油水介面或油層底界確定的下傾邊界落在了合作或構造區域邊界之外。因此，探明、概算和可能(3P)含油面積的油藏邊界為大安斷層和許可區域邊界。除物理油藏邊界，煙孔隙體積(HCPV)可用於進一步確定油田的經濟界限。如果原油的油田價為65美元／桶，則井所在位置的HCPV低於0.25m時基本上是沒有經濟效益的。因此，MI能源已經在開發方案中將HCPV低於0.25m的井位剔除。0.25m的HCPV的等值線作為標定或有資源和可能儲量的界限，可能含油面積的被定義為大安斷層和HCPV值高於0.25m等值線內的部份，如圖表所示。低於0.25m的HCPV等值線的部份被認定為或有資源。按照要求，所有含油區域都局限於斷塊內，且目的層被井眼鑽穿。不滿足此要求的區域亦被劃分為或有資源，但不包括在此評價報告中。

在DH、DJ和DK區塊中被認定為概算含油面積的三個條帶狀區域位於已有探明井區域的臨近位置。這些條帶緊鄰主要的區塊邊界斷層。二零零六年三月鑽的DH11-3是大安油田唯一的一口未試油的棄置井。從技術角度看，該井並不是幹井，但MI能源認為油藏質量較差致使該井經濟效益較差。他們認為造成油藏質量低的原因是由於其靠近區塊邊界斷層。因此在開發階段早期，靠近這些主要斷層的建議井位被剔除。現在，隨著鑽完井經驗的積累，MI能源重新考慮在這些條帶上佈井。然而在這些條帶上打的井成功完井（獲得經濟性）前，這些井位仍然是概算井位。對於DH區塊北部，MI能源尚未在此區域安排井位，且相關區域被認定為或有資源，故未在此評價報告中討論。

應MI能源要求，產品分成合同(PSC)中的區塊邊界於二零零八年九月被更新。與先前的大安區塊報告相比，對區域進行重新劃分。總的油田面積不變，但其中各區塊的面積和資源量發生了變化。

根據上文所述的區塊面積以及附圖部份的HCPV圖，確定每個區塊的探明、概算和可能石油地質儲量。圖示儲量結果匯總於附表一節。

MI能源目前正在獲取新的岩芯並進行分析。目前已對岩芯數據進行採集但未進行完全分析，因此我們決定在當前更新儲量中不考慮這些數據。在採集並充分分析了更多的數據之後，結果將在未來地質建模時得以採用。

儲量方法 – 石油儲量

MI能源持有大安石油合同90%的權益並且是項目作業者。餘下的10%持有者為澳大利亞環球石油公司。合同目前處於商業開發階段，並將於二零二四年十二月三十一日到期。合同區於一九九三年開始產油，早於合同的履行日期一九九八年三月一日。一九九八年至MI能源正式受讓協議的二零零一年十二月二十日，只有28口井在生產。截至評價之日，在合同區已經有1,067口生產井和278口注水井，累積產油約21,550千標準桶，日產油量約16,500桶，含水率約22%。所產原油通過管道輸送或少量用罐車運往聯合站進行油氣水分離處理。

合同區部份注水開發，餘下部份仍在進行一次採油生產。MI能源計劃在油田被全面開發後全部進行注水驅油。為了評價的目的，儲層邊界部份均指定了注水採收率。這些區域在附圖一節的圖中被進一步劃分為已注水開發和未注水開發區域。已注水開發區域是那些已開展連續注水的探明含油區域。未注水開發區域是那些未開展注水作業的連續的探明、概算或可能含油區域。探明、概算或可能含油區域中被定義為未注水開發的部份被賦予一次採油採收率。雷德斯考特的觀點是，這些區域中儲層性質目前不能肯定得到注水開發效果，因而目前無法保證注水驅油的效果。

根據對現有井動態遞減曲線和典型井曲線的分析，應用於探明含油面積的平均一次採油採收率為3-4%，對合同下概算和可能含油面積應用的較高的平均一次採油採收率分別為7.5%和8.3%。考慮最新油田類比數據，應用於探明含油面積，探明+概算含油面積，探明+概算+可能含油面積的注水採收率分別被修正為10.6%、14.3%和17.9%。應注意到，只有概算和可能儲量的注水採收率被應用於儲層質量較差的油田北部A和B區塊的注水試驗區域。A區塊試驗區的注水始於二零零七年五月，B區塊的試驗區注水作業始於二零零八年三月。應用的採收率的平均值亦低於其餘區塊，以反映油田此部份油藏質量較差的現實。計算可採儲量的匯總參見附表一節。

MI能源計劃採用間距為15英畝的井網開發此油田，並使用反轉九點井網法進行注水。總井位數通過將探明、概算和可能含油面積除以15英畝得到。對於概算和可能的含油區域，根據此方法計算的井位數被認定為待開發井數。對於探明的含油面積，待開發的井位通過從所需總井數中減去在產井和關停井得到。在遵守反轉九點井網法前提下，按照生產井／注水井3:1的比例關係確定

附錄五

獨立技術報告

注水區域所需要的注水井數量。對項目經濟性有負面影響的井位被剔除。這些井位對應的儲量被降級為或有資源。根據此方法確定的未來待開發井位如下表所示。

	產油井	注水井	總井數
探明	418	151	569
概算	620	72	692
可能	328	12	340

待開發井位的開發將按照MI能源的鑽井計劃進行部署。

在合同區內的部份井在葡萄花、黑帝廟和薩爾圖地層進行完井。無論與扶楊地層合採或單獨開採，這些地層的產量都相對較低。對於合採井，我們沒有合適的方法了解這些地層對總產量的相對貢獻大小，故產量一併計入扶楊儲量。針對非合採井，利用遞減曲線分析確定其動用儲量。未將未開發儲量分配到這些地層，因為它們似乎未得到很好的開發。

合同區及每個區塊的開發史和預測在圖表一節中給出。應注意到，儲量預測的根據是附表部份儲量表中列出的可採儲量。由於經濟和合同期指標，這些儲量值可能與現金流預測中的值存在較大差異。

未調整參數（稅後）
估計的淨儲量和收入數據
依據產品分成合同獲得的權益
MI能源控股有限公司 – 大安油田
截至二零二零年六月三十日

	探明		合計
	在產	未開發	
總剩餘儲量			
原油／凝析油－桶	43,128,502	18,819,854	61,948,356
淨剩餘儲量			
原油／凝析油－桶	17,398,299	7,228,367	24,626,666

	概算		合計
	在產	未開發	
總剩餘儲量			
原油／凝析油－桶	14,787,726	19,339,189	34,126,915
淨剩餘儲量			
原油／凝析油－桶	6,442,818	7,676,074	14,118,892

	可能		合計
	在產	未開發	
總剩餘儲量			
原油／凝析油－桶	10,543,255	9,353,148	19,896,403
淨剩餘儲量			
原油／凝析油－桶	4,261,700	3,733,393	7,995,093

儲量方法－加密井

大安油田目前使用反九點注水開發井網，其中注水井居中。油田中井距為15英畝，且開發井與注水井的比例為3:1。

截至此報告完成時，MI能源已在J區塊鑽完井距約為9英畝的井六口，以評價今後大規模打加密井的可能性。近期的測試表明這些加密井平均日產24桶原油(BOPD)。與大安產品分成合同中25桶油／日(BOPD)相比，這個結果還是很令人欣慰的。如前面有關地質的討論中所述，扶楊儲層由一系列砂岩和泥岩互層構成，且相當「緻密」。此外，生產動態表明儲層存在定向滲透性。在世界範圍內的其他具有類似地質特徵的儲層中，存在大量未被相鄰生產井或注水井穿透的非連續生產砂層。這導致較差的注水效果以及與之對應的較低採收率。由於可使注水井和開發井間距減少，加密鑽井已證明可有效溝通非連續砂岩體和提高採收率。通過調整井網以減少定向滲透性影響並提高體積波及係數，可獲得額外儲量。

除了能夠提高採收率並使儲量增加外，加密井的第二個優點是能夠加快儲量開發。現有合同期至二零二四年十二月三十一日。根據預測的開發動態，在合同到期時，並非所有的技術儲量都能被開發。如果加密鑽井能夠顯著增加開發速度，那麼在合同到期日前增產的產量可被記為儲量。

MI能源傾向於繼續在J區塊和油田其他部份鑽加密井。MI能源計劃在二零一一年另外鑽12口加密井，K和G區塊各鑽6口。

MI能源已經告知我們，可能新鑽400口加密井來開發大安產品分成合同區。此加密鑽井計劃完成後，會將最好的儲層上現有的反九點井網變為線狀水驅井網，且開發井與注水井的比例為2:1。

MI能源和雷德斯考特目前正通過油藏模擬來研究加密鑽井的影響。預期的研究結果將有助於更好的理解增加的產量以及加密鑽井形成的儲量。研究結果是定性的且目前仍然未知，故未在此報告中體現。

附錄五

獨立技術報告

由於此加密鑽井計劃於二零一零年開始執行，目前尚不能定量展示對此油藏加密鑽井的效果，或決定此計劃是否成功以及採收率提高的程度。隨著更多的數據得到採集以及開發歷史更長些，可進行更有價值的評價。因此，目前還未將增加的儲量歸因於加密鑽井，而加密鑽井目前仍處於計劃階段。

儲量方法 — 天然氣儲量

此區塊所產的天然氣未產生任何收入。因此，未計算天然氣儲量。

儲量方法 — 地表損失和產液量

目前，報告產量與原油銷售量的差異約為7.4%。此差異被假定在剩餘合同期內保持不變，並將被用於計算公司的淨產量。

資源方法

在大安油田，儲量和資源局限於產品分成合同(PSC)邊界內。這些儲層及其相關邊界已在上文中討論。剩餘資源則被分為遠景和或有兩類。遠景資源是指產品分成合同地區未鑽井的斷塊中存在的資源。在大安油田主體部份存在三個封閉的區塊 (DA、DB和DH)，儘管它們週邊鑽有許多井，但目前這些區域的目的層還沒有被井眼穿透。大安斷層下盤的斷塊是產品分成合同內另一塊未鑽的區域，因此也被定為資源量。或有資源是指已鑽區域內低於0.25m HCPV (烴類佔據的孔隙體積) 厚度的區域含油的資源量。經驗表明，此油田中在如果完鑽井的HCPV (烴類孔隙體積) 厚度小於0.25m的井基本是不經濟的。這些在產井的「儲量」根據開發動態趨勢確定並從「資源量」扣除。

區塊	研究條件下的總資源量			研究條件下的儲量			研究條件下的遠景資源量			研究條件下的或有資源量		
	面積	淨產層	HCPV合計	儲量面積	儲量	HCPV儲量	面積	遠景資源	遠景	或有儲量	或有資源	或有資源
區塊	(英畝)	合計	(桶)	(英畝)	淨產層	(桶)	(英畝)	淨產層	HCPV (桶)	(英畝)	淨產層	(桶)
DA區塊累計	10,915		211,743,445	7,342		187,204,917	976		13,422,924	2,597		11,115,604
DB區塊累計	10,593		157,166,826	4,196		89,375,708	3,298		53,239,056	3,098		14,552,061
DC區塊累計	6,605		168,572,323	6,308		166,876,885				297		1,695,438
DD區塊累計	3,625		82,802,561	2,760		79,612,435				866		3,190,126
DE區塊累計	4,468		104,997,244	2,902		101,602,863				1,566		3,394,382
DF-G區塊累計	5,262		169,284,756	4,144		166,638,414				1,118		2,646,342
DH-I區塊累計	6,090		215,572,272	5,650		207,132,226	248		7,634,463	180		520,800
DJ區塊累計	3,845		149,193,674	3,844		149,188,726				2		4,948
DK區塊累計	7,635		231,021,418	6,925		226,114,592				710		4,906,825
區塊累計	59,039		1,490,354,518	44,070		1,373,746,767	4,521		74,296,444	10,435		42,026,525
DL-DN-DP區塊							6,667		11,472,047			
資源總量							11,188		85,768,490	10,435		42,026,525

附錄五

獨立技術報告

區塊編號	原始資源量		有效產層	HCPV (桶)
	面積 (英畝)			
DA區塊累計	10,914.94			211,743,444.51
DA_3P_1	2,691.87			45,519,936.13
DA_3P_2	4,315.73			137,279,063.47
DA_3P_3	209.40			2,518,388.38
DA_3P_5	125.29			1,887,529.17
DA_遠景_1	975.50			13,422,923.81
Da208區塊 – 無儲量	3,317.42			158,126,478.93
DB區塊累計	10,592.82			157,166,825.62
DB_3P_1	3,886.93			83,678,304.36
DB_3P_2	245.45			5,229,077.04
DB_3P_3	63.92			468,326.83
DB_遠景_1	10.04			376,936.25
DB_遠景_2	3,287.99			52,862,120.02
DC區塊累計	6,604.95			168,572,323.28
DC_3P_1	3,969.79			129,752,366.97
DC_3P_2	2,337.86			37,124,518.10
DD區塊累計	3,625.23			82,802,560.62
DD_3P_1	2,540.37			77,571,212.15
DD_3P_2	219.21			2,041,222.54
DE區塊累計	4,468.07			104,997,244.43
DE_3P_1	2,901.67			101,602,862.92
DF-G區塊累計	5,262.19			169,284,756.16
DFG_3P_1	4,143.80			166,638,414.04
DH_遠景_1	247.54			7,634,463.47
DH-I區塊累計	6,090.32			215,572,271.80
DHI_3P_1	5,663.22			207,417,008.29
DHI_3P_無儲量	13.14			284,782.43
DJ區塊累計	3,845.42			149,193,673.60
DJ_3P_1	3,843.82			149,188,726.08
DK區塊累計	7,634.99			231,021,417.95
DK_3P_1	6,924.57			226,114,592.47
PSC邊界	69,022.94			1,659,953,043.46

	採收率	總技術可採儲量
		減去累計產量
1C	3.40%	1,250,557
2C	6.80%	2,540,179
3C	8.50%	3,184,991
低值	3.40%	2,631,885
中值	6.80%	5,263,770
高值	8.50%	6,579,713

附錄五

獨立技術報告

油田平均	
平均孔隙度	平均含水飽和度
0.146	0.436
地層體積係數Bo	
1.108	
該地區累計產量	
39,066	

未來開發

如前所述，為開發上述儲量，須採取額外的開發措施。鑽井和設施擴建所需的計劃資金根據MI能源提供的數據估算並在附表一節中經濟參數表中給出。

下表所示是MI能源按年度針對大安油田區塊分類和儲量分類（1P、2P、3P）的開發方案。

此外，儲層參數表格中給出。這些參數用於計算每個斷塊的原始石油地質儲量(OOIP)。原始石油地質儲量(OOIP)又用於回推計算這些具有足夠生產動態史的區塊和地區的採收率。

MI能源開發計劃
全部的井（油井和注水井）
大安油田

年度	區塊A						
	區塊	探明儲量	概算儲量	可能儲量	1P	2P	3P
二零一零年....	A	0	0	0	0	0	0
二零一一年....	A	33	0	0	33	33	33
二零一二年....	A	55	106	0	55	161	161
二零一三年....	A	25	133	10	25	158	168
二零一四年....	A	0	57	23	0	57	80
二零一五年....	A	0	0	0	0	0	0
合計		113	296	33	113	409	442

附錄五

獨立技術報告

年度	區塊B						
	區塊	探明儲量	概算儲量	可能儲量	1P	2P	3P
二零一零年....	B	0	0	0	0	0	0
二零一一年....	B	19	0	0	19	19	19
二零一二年....	B	36	20	0	36	56	56
二零一三年....	B	15	53	0	15	68	68
二零一四年....	B	0	0	87	0	0	87
二零一五年....	B	0	0	0	0	0	0
合計		70	73	87	70	143	230

年度	區塊C						
	區塊	探明儲量	概算儲量	可能儲量	1P	2P	3P
二零一零年....	C	0	0	0	0	0	0
二零一一年....	C	58	5	0	58	63	63
二零一二年....	C	18	36	0	18	54	54
二零一三年....	C	13	45	5	13	58	63
二零一四年....	C	0	7	100	0	7	107
二零一五年....	C	0	0	56	0	0	56
合計		89	93	161	89	182	343

年度	區塊D						
	區塊	探明儲量	概算儲量	可能儲量	1P	2P	3P
二零一零年....	D	0	0	0	0	0	0
二零一一年....	D	9	0	0	9	9	9
二零一二年....	D	13	3	0	13	16	16
二零一三年....	D	3	24	0	3	27	27
二零一四年....	D	0	12	17	0	12	29
二零一五年....	D	0	0	15	0	0	15
合計		25	39	32	25	64	96

年度	區塊E						
	區塊	探明儲量	概算儲量	可能儲量	1P	2P	3P
二零一零年....	E	0	0	0	0	0	0
二零一一年....	E	30	4	0	30	34	34
二零一二年....	E	10	0	0	10	10	10
二零一三年....	E	0	10	0	0	10	10
二零一四年....	E	0	10	10	0	10	20
二零一五年....	E	0	8	9	0	8	17
合計		40	32	19	40	72	91

附錄五

獨立技術報告

MI能源開發計劃
全部的井（油井和注水井）
大安油田

年度	區塊FG						
	區塊	探明區內	概算區內	可能區內	1P	2P	3P
二零一零年.....	FG	0	0	0	0	0	0
二零一一年.....	FG	38	0	0	38	38	38
二零一二年.....	FG	5	12	0	5	17	17
二零一三年.....	FG	0	23	0	0	23	23
二零一四年.....	FG	0	0	8	0	0	8
二零一五年.....	FG	0	0	0	0	0	0
合計		43	35	8	43	78	86

年度	區塊H						
	區塊	探明區內	概算區內	可能區內	1P	2P	3P
二零一零年.....	H	0	0	0	0	0	0
二零一一年.....	H	52	0	0	52	52	52
二零一二年.....	H	19	0	0	19	19	19
二零一三年.....	H	24	20	0	24	44	44
二零一四年.....	H	0	29	0	0	29	29
二零一五年.....	H	0	0	0	0	0	0
合計		95	49	0	95	144	144

年度	區塊J						
	區塊	探明區內	概算區內	可能區內	1P	2P	3P
二零一零年.....	J	0	0	0	0	0	0
二零一一年.....	J	12	0	0	12	12	12
二零一二年.....	J	19	0	0	19	19	19
二零一三年.....	J	0	8	0	0	8	8
二零一四年.....	J	0	12	0	0	12	12
二零一五年.....	J	0	16	0	0	16	16
合計		31	36	0	31	67	67

年度	區塊K						
	區塊	探明區內	概算區內	可能區內	1P	2P	3P
二零一零年.....	K	0	0	0	0	0	0
二零一一年.....	K	28	0	0	28	28	28
二零一二年.....	K	21	0	0	21	21	21
二零一三年.....	K	14	0	0	14	14	14
二零一四年.....	K	0	20	0	0	20	20
二零一五年.....	K	0	19	0	0	19	19
合計		63	39	0	63	102	102

附錄五

獨立技術報告

所有產品分成合同合計							
年度	區塊	探明區內	概算區內	可能區內	1P	2P	3P
二零一零年.....		0	0	0	0	0	0
二零一一年.....		279	9	0	279	288	288
二零一二年.....		196	177	0	196	373	373
二零一三年.....		94	316	15	94	410	425
二零一四年.....		0	147	245	0	147	392
二零一五年.....		0	43	80	0	43	123
合計.....		569	692	340	569	1,261	1,601

大安油田 – 探明儲量				
年度	鑽井數	總產量 (桶)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	0	2,954,228	2,500,000	22,709,131
二零一一年.....	279	5,634,224	100,747,400	49,723,412
二零一二年.....	196	5,759,402	68,503,200	53,064,962
二零一三年.....	94	6,067,093	36,280,800	54,602,258
二零一四年.....	0	6,025,779	0	53,983,957
二零一五年.....	0	5,540,079	0	53,239,014
二零一六年.....	0	5,068,757	0	52,462,207
二零一七年.....	0	4,539,676	0	51,413,962
二零一八年.....	0	4,083,370	0	50,510,719
二零一九年.....	0	3,664,876	0	49,768,111
二零二零年.....	0	3,241,202	0	48,979,781
二零二一年.....	0	2,832,556	0	48,277,881
二零二二年.....	0	2,478,416	0	47,506,732
二零二三年.....	0	2,164,619	0	46,575,954
二零二四年.....	0	1,894,078	0	45,863,142
小計.....		61,948,355	208,031,400	728,681,223
剩餘.....		0	0	0
遠景總計.....	569	61,948,355	208,031,400	728,681,223

附錄五

獨立技術報告

年度	大安油田 – 概算儲量			
	鑽井數	總產量 (桶)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	0	45,870	0	80,177
二零一一年.....	9	321,412	3,092,400	669,981
二零一二年.....	177	802,163	61,485,356	4,663,804
二零一三年.....	316	1,600,211	110,633,556	11,076,981
二零一四年.....	147	2,428,865	55,985,822	13,636,805
二零一五年.....	43	2,960,683	14,774,800	14,620,211
二零一六年.....	0	3,146,158	0	14,614,187
二零一七年.....	0	3,181,998	0	14,665,408
二零一八年.....	0	3,138,258	0	14,585,526
二零一九年.....	0	3,019,609	0	14,376,886
二零二零年.....	0	2,925,841	0	14,212,472
二零二一年.....	0	2,822,787	0	14,029,049
二零二二年.....	0	2,705,711	0	14,003,320
二零二三年.....	0	2,584,156	0	14,197,521
二零二四年.....	0	2,443,193	0	14,234,079
小計.....		34,126,915	245,971,933	173,666,407
剩餘.....		0	0	0
遠景總計.....	692	34,126,915	245,971,933	173,666,407

年度	大安油田 – 可能儲量			
	鑽井數	總產量 (桶)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	0	9,180	0	21,548
二零一一年.....	0	75,440	0	142,089
二零一二年.....	0	190,557	1,769,400	349,237
二零一三年.....	15	392,678	7,936,000	1,154,339
二零一四年.....	245	950,531	80,247,422	6,077,505
二零一五年.....	80	1,324,913	27,487,956	7,159,985
二零一六年.....	0	1,545,867	0	7,163,924
二零一七年.....	0	1,756,524	0	7,500,180
二零一八年.....	0	1,880,597	0	7,694,947
二零一九年.....	0	1,962,762	0	7,822,003
二零二零年.....	0	2,051,190	0	7,961,218
二零二一年.....	0	2,040,026	0	7,935,334
二零二二年.....	0	1,973,094	0	7,817,873
二零二三年.....	0	1,908,354	0	7,704,754
二零二四年.....	0	1,834,689	0	7,578,148
小計.....		19,896,402	117,440,778	84,083,083
剩餘.....		0	0	0
遠景總計.....	340	19,896,402	117,440,778	84,083,083

附錄五

獨立技術報告

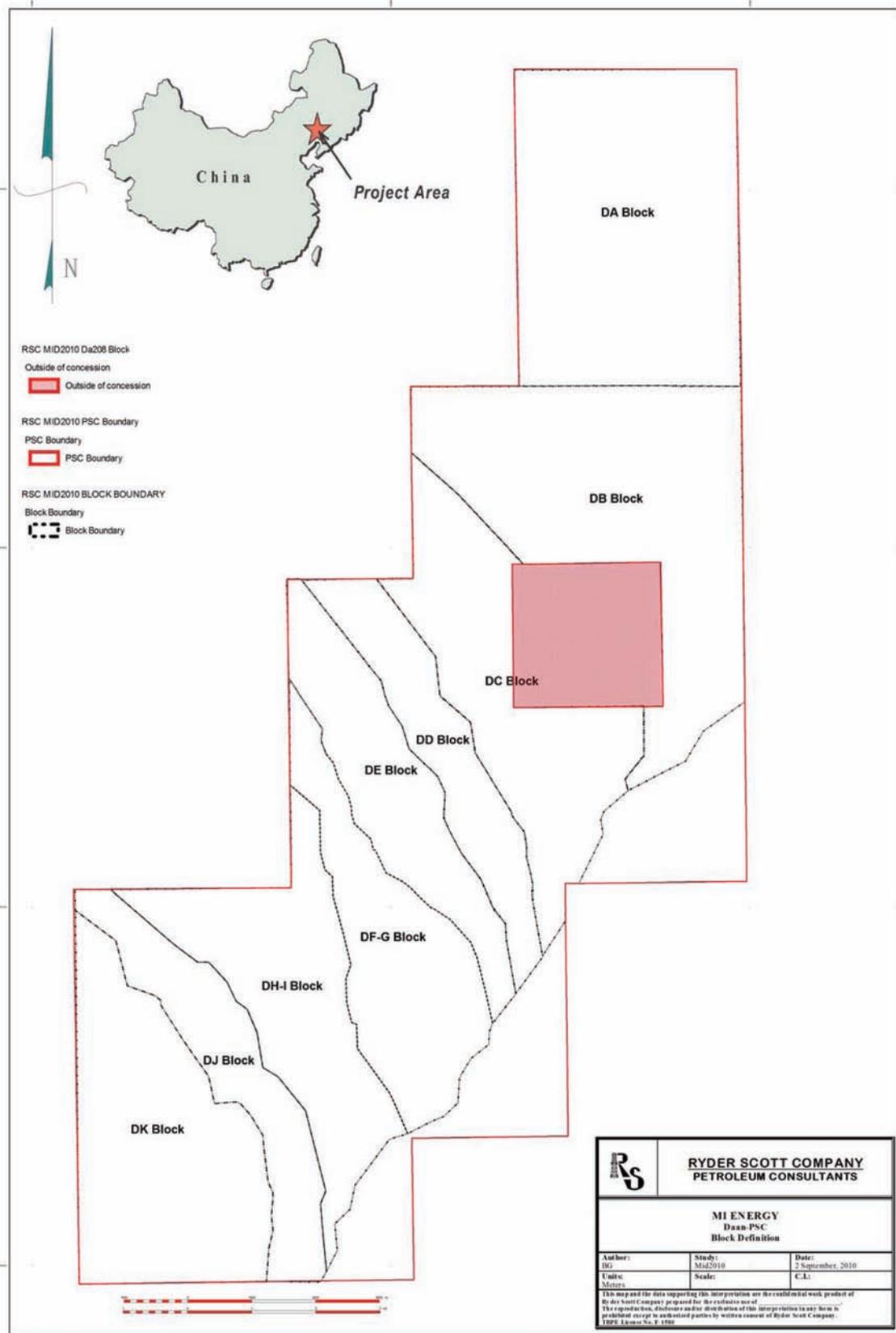
年度	大安油田 – 1P			
	鑽井數	總產量 (桶)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	0	2,954,228	2,500,000	22,709,131
二零一一年.....	279	5,634,224	100,747,400	49,723,412
二零一二年.....	196	5,759,402	68,503,200	53,064,962
二零一三年.....	94	6,067,093	36,280,800	54,602,258
二零一四年.....	0	6,025,779	0	53,983,957
二零一五年.....	0	5,540,079	0	53,239,014
二零一六年.....	0	5,068,757	0	52,462,207
二零一七年.....	0	4,539,676	0	51,413,962
二零一八年.....	0	4,083,370	0	50,510,719
二零一九年.....	0	3,664,876	0	49,768,111
二零二零年.....	0	3,241,202	0	48,979,781
二零二一年.....	0	2,832,556	0	48,277,881
二零二二年.....	0	2,478,416	0	47,506,732
二零二三年.....	0	2,164,619	0	46,575,954
二零二四年.....	0	1,894,078	0	45,863,142
小計.....		61,948,355	208,031,400	728,681,223
剩餘.....		0	0	0
遠景總計.....	569	61,948,355	208,031,400	728,681,223

年度	大安油田 – 2P			
	鑽井數	總產量 (桶)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	0	3,000,098	2,500,000	22,789,308
二零一一年.....	288	5,955,636	103,839,800	50,393,393
二零一二年.....	373	6,561,565	129,988,556	57,728,766
二零一三年.....	410	7,667,304	146,914,356	65,679,239
二零一四年.....	147	8,454,644	55,985,822	67,620,762
二零一五年.....	43	8,500,762	14,774,800	67,859,225
二零一六年.....	0	8,214,915	0	67,076,395
二零一七年.....	0	7,721,674	0	66,079,371
二零一八年.....	0	7,221,628	0	65,096,245
二零一九年.....	0	6,684,485	0	64,144,996
二零二零年.....	0	6,167,043	0	63,192,253
二零二一年.....	0	5,655,343	0	62,306,930
二零二二年.....	0	5,184,127	0	61,510,052
二零二三年.....	0	4,748,775	0	60,773,476
二零二四年.....	0	4,337,271	0	60,097,221
小計.....		96,075,270	454,003,333	902,347,630
剩餘.....		0	0	0
遠景總計.....	1,261	96,075,270	454,003,333	902,347,630

附錄五

獨立技術報告

年度	大安油田 – 3P			
	鑽井數	總產量 (桶)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	0	3,009,278	2,500,000	22,810,856
二零一一年.....	288	6,031,076	103,839,800	50,535,482
二零一二年.....	373	6,752,122	131,757,956	58,078,003
二零一三年.....	425	8,059,982	154,850,356	66,833,578
二零一四年.....	392	9,405,175	136,233,244	73,698,267
二零一五年.....	123	9,825,675	42,262,756	75,019,209
二零一六年.....	0	9,760,782	0	74,240,318
二零一七年.....	0	9,478,198	0	73,579,551
二零一八年.....	0	9,102,225	0	72,791,192
二零一九年.....	0	8,647,247	0	71,966,999
二零二零年.....	0	8,218,233	0	71,153,471
二零二一年.....	0	7,695,369	0	70,242,264
二零二二年.....	0	7,157,221	0	69,327,925
二零二三年.....	0	6,657,129	0	68,478,230
二零二四年.....	0	6,171,960	0	67,675,369
小計.....		115,971,672	571,444,111	986,430,713
剩餘.....		0	0	0
遠景總計.....	1,601	115,971,672	571,444,111	986,430,713



經濟性綜述

用於此評價的經濟性參數被匯總於經濟參數表。請注意，表中所有的貨幣單位採用美元，且經濟性評價也基於美元貨幣做出。

作業費用根據作業者提供的數據確定。這些數據包括聯合賬、預算檔、協議和作業者估算數據。

此綜述未包含棄置費用，因為按照我們預測，油田生命週期長於合同期限，屆時所有的井和設施都將被歸還給中石油。

此報告未涉及可能存在的環境責任。此外，雷德斯考特也未派員針對此目的開展現場檢查。

MTI能源公司
 中國吉林省大安產品分成合同
 租賃石油總儲量摘要
 二零一零年六月三十日
 油田總量

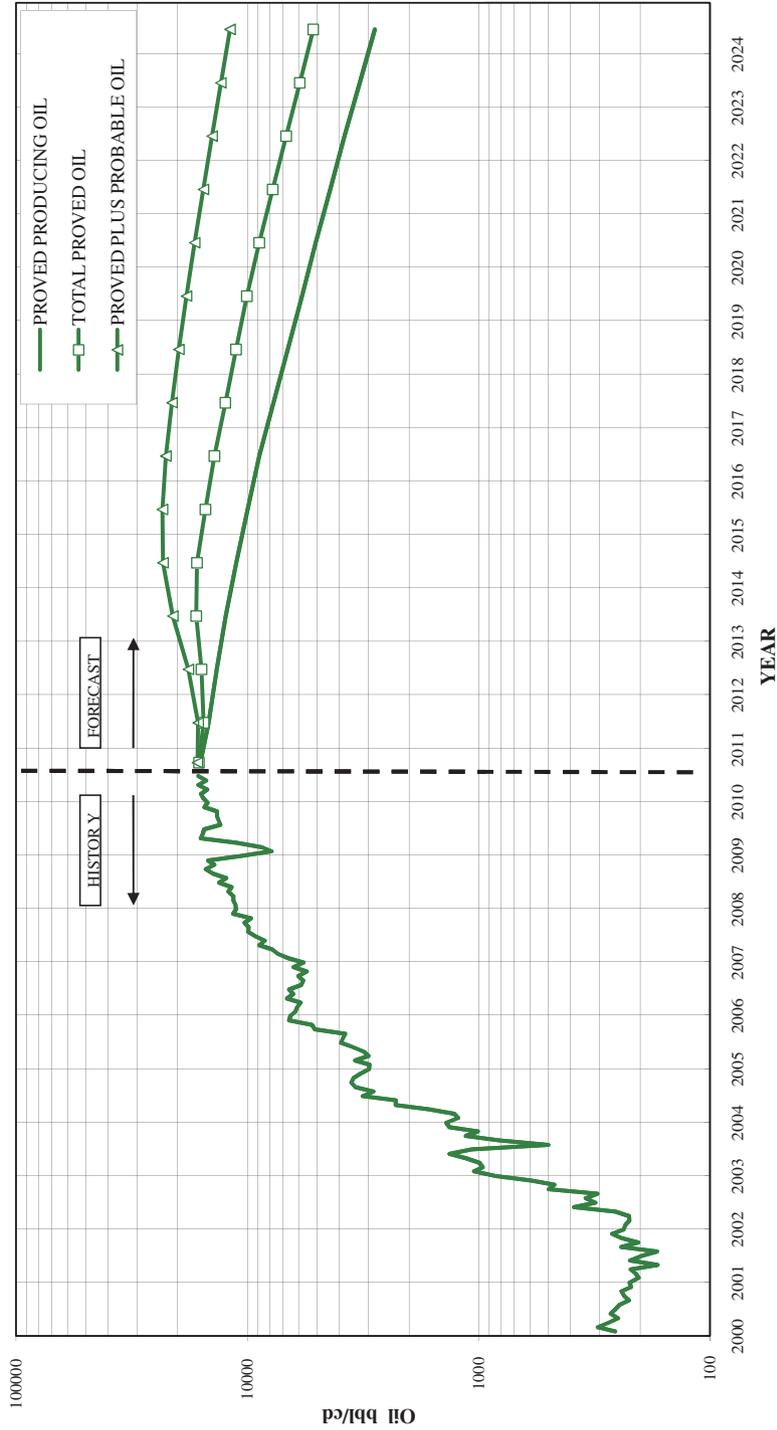
Pool	Well Name	Class	Status	Resv Method	Area ac	NetPay m	hcrp m	RockVol ac-ft	HCPV MBbl	OOIP MSTB	RF %	EUR		Cum		FINAL	
												MSTB		MSTB		Prod	Inj
DevWFArea1	Producing wells	Proved	PD	perf	4,935	18.8	1.9	303,981	243,568	219,826	10.3%	22,551	9,754	257	69		
DevWFArea1	Producing wells	T2P	PD	perf	4,935	18.8	1.9	303,981	243,568	219,826	13.8%	30,444	9,754	244	82		
DevWFArea1	Producing wells	T3P	PD	perf	4,935	18.8	1.9	303,981	243,568	219,826	17.3%	38,056	9,754	244	82		
DevWFArea2	Producing wells	Proved	PD	perf	8,142	15.0	1.5	400,973	321,005	289,806	11.5%	33,343	9,134	402	127		
DevWFArea2	Producing wells	T2P	PD	perf	8,142	15.0	1.5	400,973	321,005	289,806	15.5%	45,013	9,134	397	132		
DevWFArea2	Producing wells	T3P	PD	perf	8,142	15.0	1.5	400,973	321,005	289,806	19.4%	56,266	9,134	397	132		
DevWFArea3	Producing wells	Proved	PD	vol/perf	2,665	14.3	1.4	125,039	97,137	87,669	8.5%	7,436	1,110	138	41		
DevWFArea3	Producing wells	T2P	PD	vol/perf	2,665	14.3	1.4	125,039	97,137	87,669	11.5%	10,039	1,110	134	45		
DevWFArea3	Producing wells	T3P	PD	vol/perf	2,665	14.3	1.4	125,039	97,137	87,669	14.3%	12,549	1,110	134	45		
DevWFArea	Producing wells	Proved	PD	vol/perf	15,741	16.1	1.7	829,993	661,810	597,301	10.6%	63,331	19,998	797	237		
DevWFArea	Producing wells	T2P	PD	vol/perf	15,741	16.1	1.7	829,993	661,810	597,301	14.3%	85,496	19,998	775	259		
DevWFArea	Producing wells	T3P	PD	vol/perf	15,741	16.1	1.7	829,993	661,810	597,301	17.9%	106,870	19,998	775	259		
UndWFArea	Producing wells	Proved	PD	perf	2,295	12.2	1.2	91,930	70,665	63,777	6.2%	3,933	685	143	10		
UndWFArea	NewDrill IP 6/二零一零年	Proved	PD	vol/perf	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
UndWFArea	NewDrill PNP	Proved	NP	vol/perf	420	12.5	1.2	17,248	13,222	11,933	5.0%	591	-	11	17		
UndWFArea	Primary Locations	Proved	PD	vol/perf	5,782	11.9	1.2	23,435	176,151	158,981	4.7%	7,504	-	385	-		
UndWFArea	Total Primary	Proved	PD+UD	vol/perf	8,497	12.0	1.2	33,412	260,088	234,692	5.1%	12,029	685	539	27		
UndWFArea	Total Waterflood	Proved	PD+UD	vol/perf	8,497	12.0	1.2	33,412	260,088	234,692	10.3%	24,057	685	425	142		
UndWFArea	Total Waterflood	T2P	PD+UD	vol/perf	8,497	12.0	1.2	33,412	260,088	234,692	13.8%	32,477	685	425	142		
UndWFArea	Total Waterflood	T3P	PD+UD	vol/perf	8,497	12.0	1.2	33,412	260,088	234,692	17.3%	40,596	685	425	142		
PilotWFArea	Producing wells	Proved	PD	vol/perf	1,014	13.5	1.2	45,045	30,327	27,551	4.8%	1,326	492	58	14		
PilotWFArea	Producing wells	T2P	PD	vol/perf	1,014	13.5	1.2	45,045	30,327	27,551	9.6%	2,653	492	54	18		
PilotWFArea	Producing wells	T3P	PD	vol/perf	1,014	13.5	1.2	45,045	30,327	27,551	12.5%	3,449	492	54	18		
ProbWFArea	Producing wells	Proved	PD	vol/perf	345	11.3	1.0	12,814	8,471	7,646	6.0%	462	211	23	-		
ProbWFArea	Producing wells	Proved	UD	Vol	2,742	11.3	1.0	101,940	67,366	60,800	5.7%	3,442	-	183	-		
ProbWFArea	Total Primary	Proved	PD+UD	Vol	3,087	11.3	1.0	114,754	75,838	68,446	5.7%	3,904	211	206	-		
ProbWFArea	Total Waterflood	T2P	PD+UD	Vol	3,087	11.3	1.0	114,754	75,838	68,446	11.4%	7,808	211	154	51		
ProbWFArea	Total Waterflood	T3P	PD+UD	Vol	3,087	11.3	1.0	114,754	75,838	68,446	14.8%	10,151	211	154	51		
P-PrimaryArea	Producing wells	Proved	PD	perf	520	4.8	0.5	8,171	5,974	5,392	3.4%	181	95	36	-		
Mapped Pv Area	Block Total	Proved	PD+UD	vol/perf	28,859	14.1	1.4	1,332,575	1,034,187	933,381	9.9%	92,800	21,481	1,522	393		
Mapped Pv Area	Field Total	T2P	PD+UD	vol/perf	28,859	14.1	1.4	1,332,575	1,034,187	933,381	13.8%	128,616	21,481	1,444	470		
Mapped Pv Area	Block Total	T3P	PD+UD	vol/perf	28,859	14.1	1.4	1,332,575	1,034,187	933,381	17.3%	161,248	21,481	1,444	470		
PbWFArea	Total Waterflood	Probable	UD	Vol	4,832	9.9	1.0	157,419	120,324	108,776	11.9%	12,932	-	242	81		
PbWFArea	Primary Locations	Probable	UD	Vol	4,832	9.9	1.0	157,419	120,324	108,776	14.9%	16,161	-	242	81		
PbWFArea	Block Total	Probable	UD	Vol	5,530	11.1	1.0	202,099	138,210	124,738	7.5%	9,355	-	369	-		
Mapped Pb Area	Block Total	Probable	UD	Vol	10,362	10.6	1.0	359,518	238,734	233,515	9.5%	22,297	-	610	81		
Mapped Pb Area	Block Total	Pb+PS	UD	Vol	10,362	10.6	1.0	359,518	238,734	233,515	10.9%	25,516	-	610	81		
P-PrimaryArea	Total Waterflood	Possible	UD	Vol	759	3.8	0.7	9,425	13,012	11,744	12.2%	1,429	-	38	13		
P-PrimaryArea	Total Primary	Possible	UD	Vol	4,357	7.0	0.6	100,312	69,629	62,842	8.3%	5,233	-	290	-		
Mapped Ps Area	Block Total	Possible	UD	Vol	5,116	6.5	0.6	109,737	82,641	74,586	8.9%	6,662	-	328	13		
Total Mapped Area	Field Total	Proved	PD	perf	19,915	15.1	1.5	987,953	777,447	701,667	9.9%	69,233	21,481	1,057	261		
Total Mapped Area	Field Total	Proved	PD+NP	vol/perf	20,335	15.1	1.5	1,005,201	790,669	713,600	9.8%	69,825	21,481	1,068	278		
Total Mapped Area	Field Total	Proved	PD+UD	vol/perf	28,859	14.1	1.4	1,332,575	1,034,187	933,381	9.9%	92,800	21,481	1,522	393		
Total Mapped Area	Field Total	T2P	PD+UD	vol/perf	39,221	13.2	1.3	1,692,003	1,292,921	1,166,896	12.9%	150,903	21,481	2,054	551		
Total Mapped Area	Field Total	T3P	PD+UD	vol/perf	44,337	12.4	1.2	1,801,831	1,375,362	1,241,482	15.6%	193,425	21,481	2,383	563		

本表內的數據為各區塊參數及計算的總和。

MI ENERGY HOLDING CORPORATION
資產石油總產量歷史與預測

RYDER SCOTT COMPANY
PETROLEUM CONSULTANTS
TBP# FIRM LIC. NO. F-1580

大安
二零一零年六月三十日



* 繪製的預測值乃反映年均日產量。

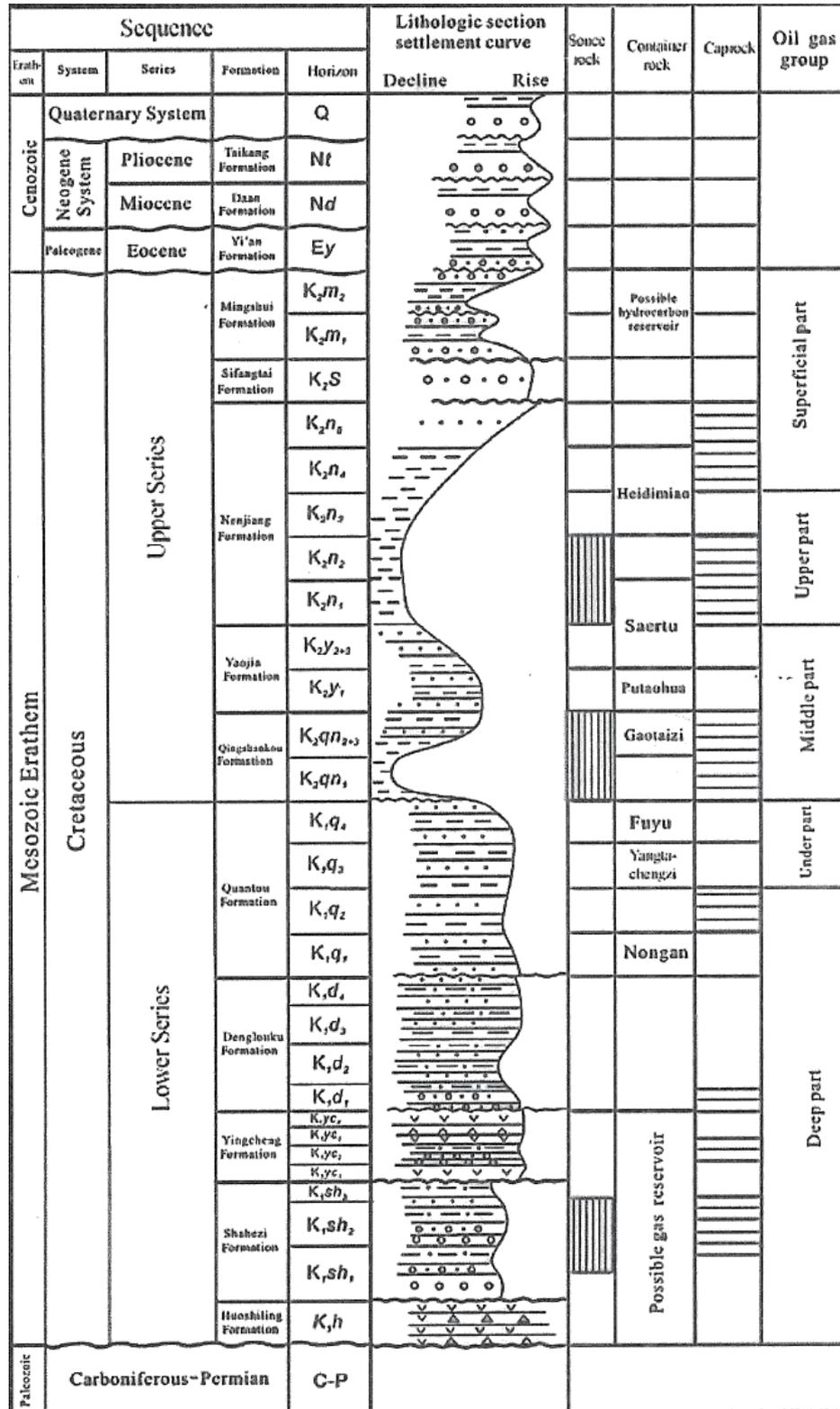


圖1. 大安地層柱狀圖

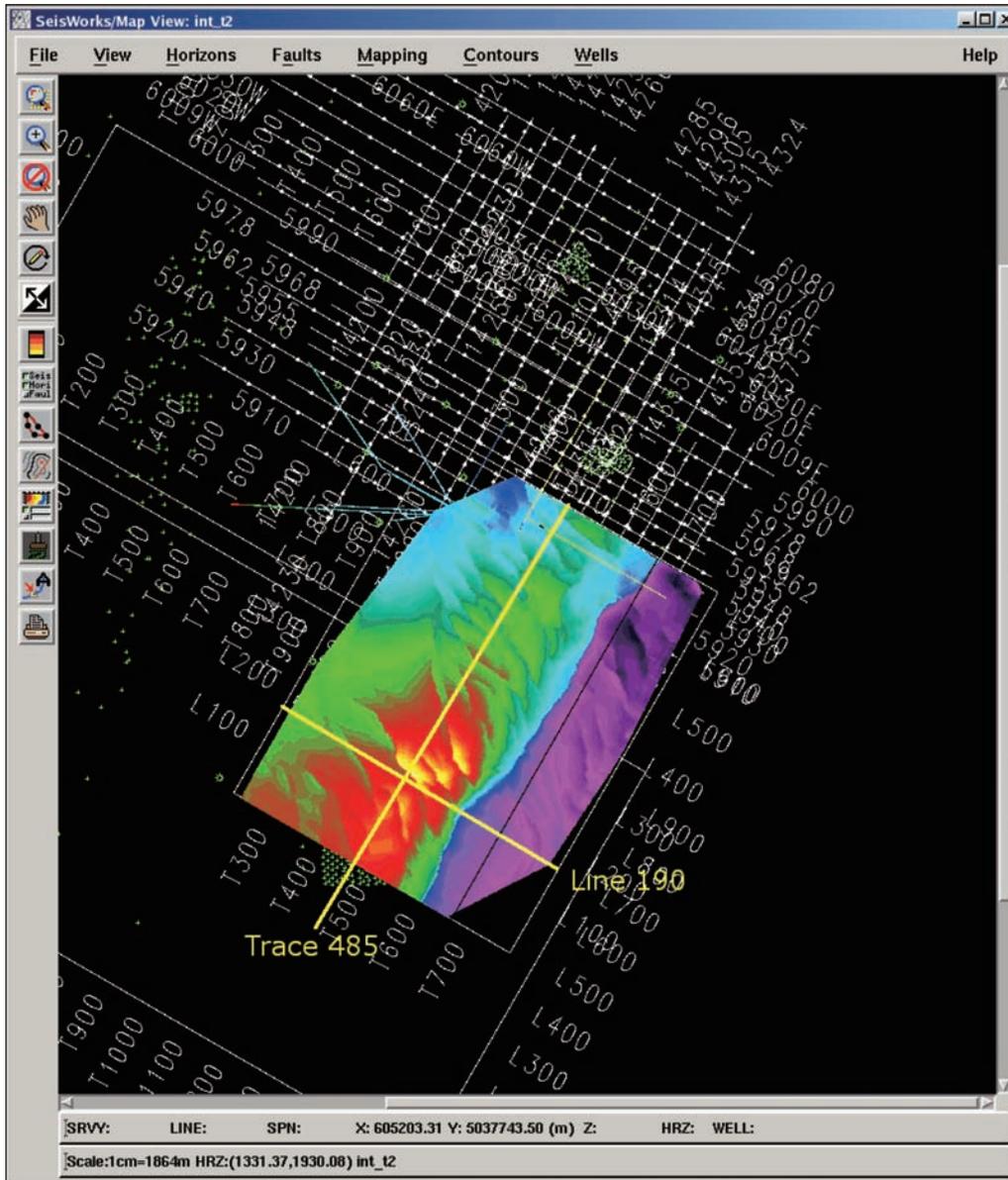


圖2. 大安構造圖，地震測線參考（圖2和圖3）

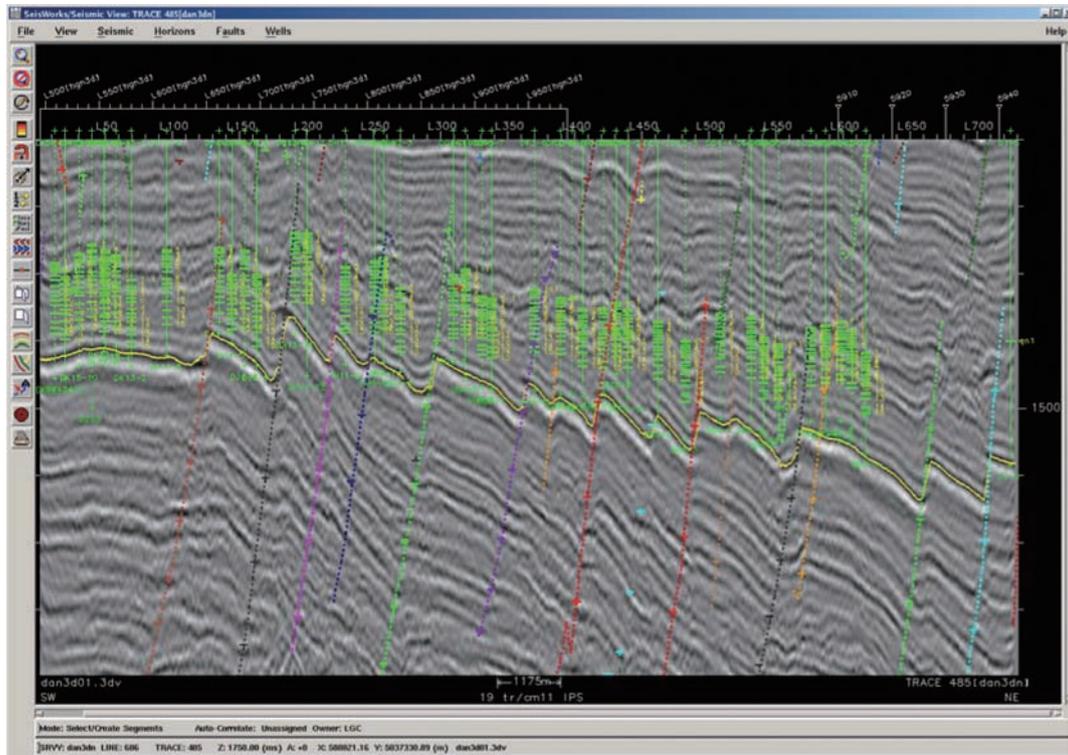


圖3. 地震道485

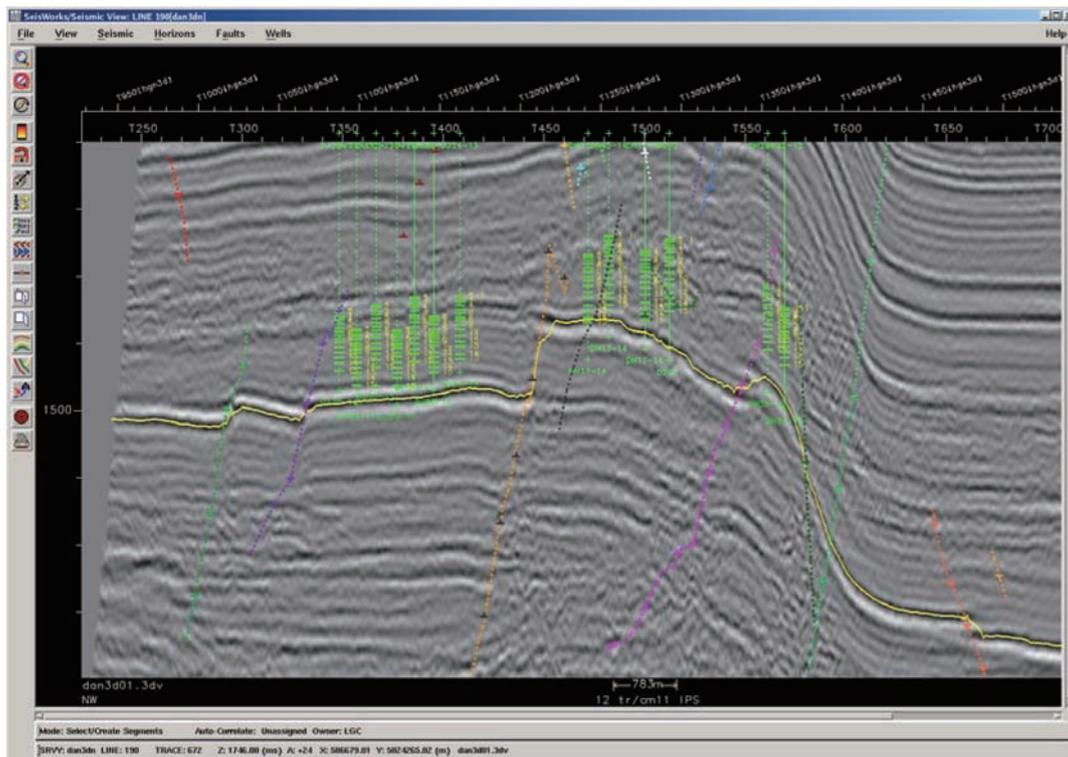


圖4. 地震測線190

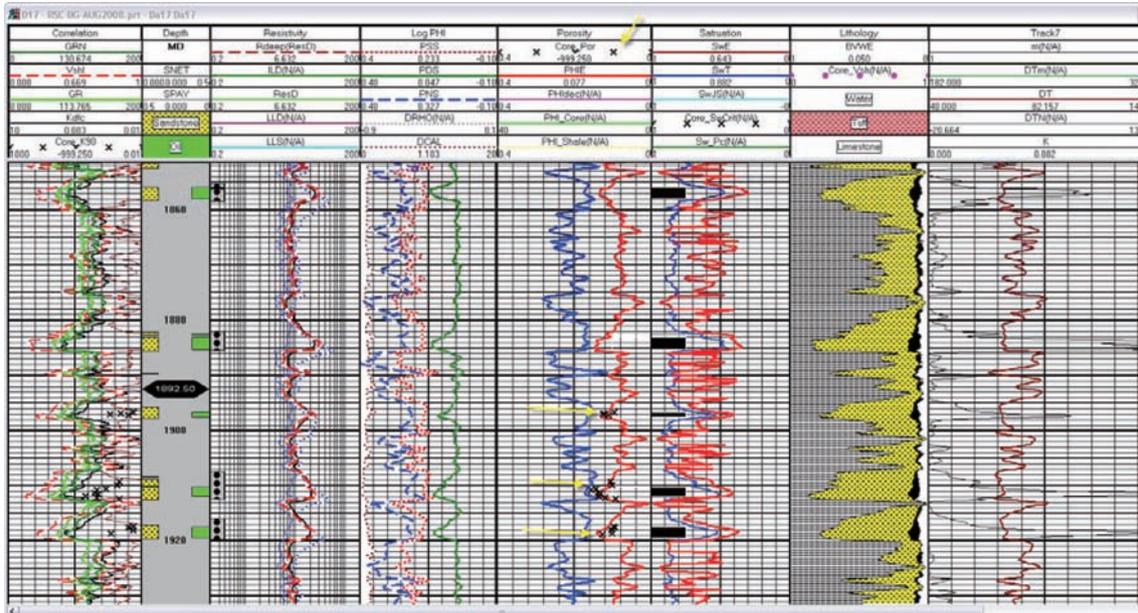


圖5. Da17井岩芯／測井孔隙度關係

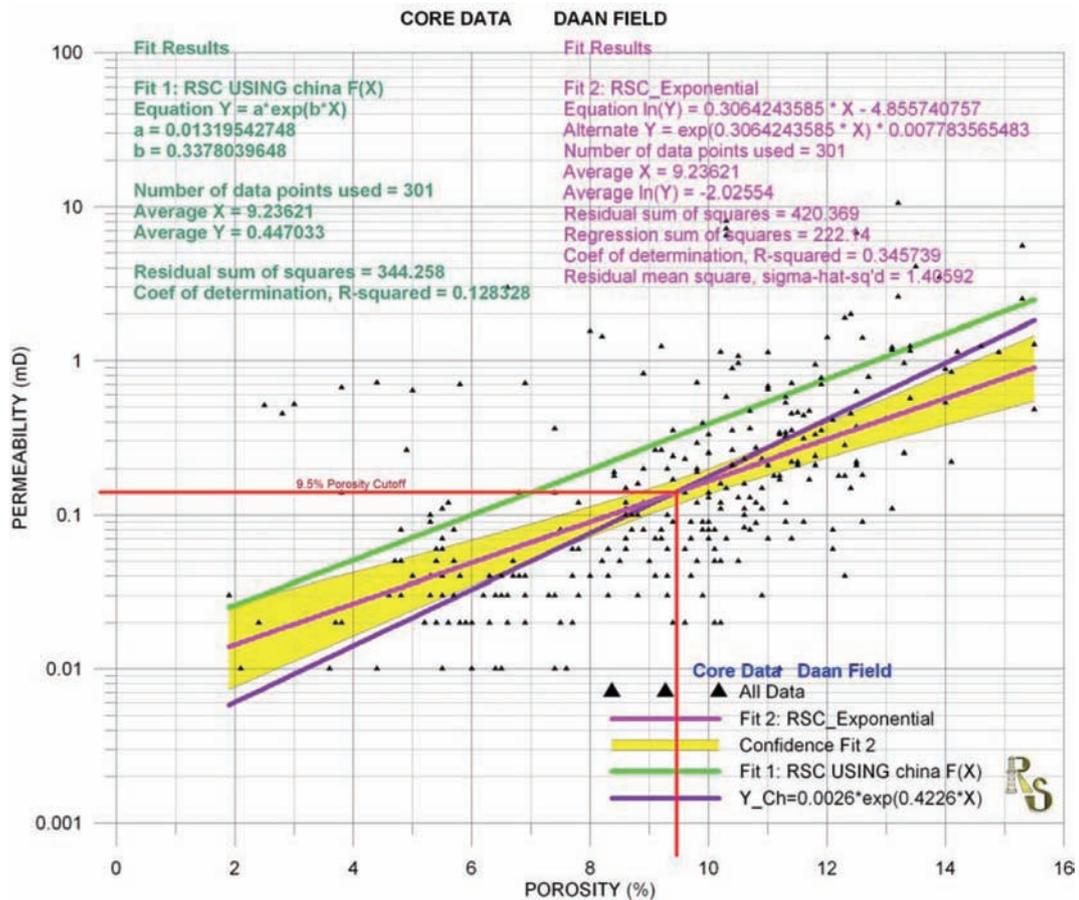


圖6. 滲透率／孔隙度岩芯回歸分析

25.6 廟3油田

地質概況

廟3油田位於中華人民共和國東北部吉林省松原市附近。在此區塊上的勘探活動始於上世紀50年代末期。廟3油田目前處於開發生產期，MI能源對其中127口井進行作業。

廟3油田位於為中生代裂谷的松遼盆地中部扶余隆起西北部。油田主要包含下白堊紀泉頭組扶楊油層（扶余4段和楊大城子3段 K_1q_{3+4} ）（參見圖1）。

該扶余層段(K_1q_4)構造圖（圖2）是根據地震數據結合井數據繪製的。地震解釋由MI能源（北京）進行並經雷德斯考特公司審查。獲取的二維地震數據具有很高的質量。這些二維數據分別在一九八九—一九九零、一九九零—一九九一和一九九一—一九九二年度獲得，在此之前未進行重新處理。雷德斯考特審查並與MI能源的代表討論了相關的測繪技術，認可該構造圖是測井和地震數據的準確合理的反映。

油田構造

構造圖上顯示多個北—南走向的斷層，且與一個傾角為2-3度、傾向為北北西的構造相交。這些斷層基本不連續，且每個斷層橫向擴展有限。但作為斷層群，這些斷層相對連續。

油田地層

目的層扶楊（扶余—楊大城子）儲層由一系列互層砂岩和頁岩構成。砂岩主要為湖相砂岩，表現為分流河道、河口壩以及三角洲前緣層狀砂。這些砂層的厚度介於較薄的層狀漫灘沉積與較厚的河床砂層之間。通過井位獲取的資料顯示，這些沉積在較短距離內具有橫向連續性。

岩石物性

由於廟3油田與大安油田相鄰且儲層相同，大安油田的主要岩石物理技術可直接應用於廟3油田。這些技術已在大安油田報告部份予以詳細討論。總的來說，廟3的參數較差，其平均孔隙度變化範圍為10-19%，均值14%，含水飽和度為41-63%，均值為55%。

油藏參數

由於廟3油田處於邊際經濟條件下，故此油田的初步評價主要是逐井進行。對廟3油田注水開採試驗區的滲孔隙體積進行了計算，以幫助評價油田的經濟性。

儲量方法—石油儲量

MI能源持有廟3石油合同90%的權益並且是項目作業者。餘下的10%持有者為澳大利亞環球石油公司。合同目前處於商業開發期，並將於二零二八年二月二十九日到期。

合同區於二零零一年開始從白堊紀泉頭組扶楊層產油。截止本報告生效之日，在合同區已經有98口採油井和21口注水井作業，累積產油約574桶。二零一零年六月份日產量約855桶，含水率約38%。最近完鑽的井使用油泵進行連續開採。絕大多數老井通過抽汲間歇生產。

附錄五

獨立技術報告

隨着合同區的注水試驗計劃得到批准，二零零七年十一月，M114區塊內M3井附近區域開始進行注水試驗作業。二零零九年六月，第二個注水試驗方案在M118區塊北部開展，該區域被稱為M118一號注水試驗區。今年又新增了兩塊注水區。M118二號注水試驗區和M118三號注水試驗區於二零一零年四月開始注水。這些區域位於儲層更厚的南部。MI能源計劃採用15-20英畝的井距開發此油田，並最終採用反九點井網法進行注水。

遞減曲線分析表明注水試驗區域內探明含油面積的技術採收率（考慮經濟性之前）介於2.5-4.9%。考慮經濟性後，整個油田探明含油面積（試驗區加單個井）的實際採收率為3.3%。M114試驗區的生產動態在歷史遞減曲線上有明確顯示。通過峰值產量的初始遞減響應和老井及M114注水試驗區的末期遞減曲線，可獲得118區塊的典型井曲線。由於注水時間和注水量有限，M118區塊一號注水試驗區目前已在很大程度上處於衰竭驅動狀態。M118二號和三號注水試驗區的注水時間不夠，因此未見效。

目前，只有注水試驗區給予了注水儲量。因為注水作業仍處於早期階段，故目前僅給予了概算和可能的注水儲量。根據最新的生產動態以及相同扶楊儲層在大安油田的油藏特徵，探明+概算儲量、探明+概算+可能儲量的平均技術注水採收率分別被修正為6.6%和8.9%。技術可採總量的匯總參見附表一節。作業成本及其他與產品分成合同有關的經濟因素以及合同到期需要停產等情況將使實際採收率低於技術採收率。

截至二零一零年五月，在M118區塊新鑽了22口井，其中4口是注水井。截至二零一零年六月的產量和注水量被用於開展分析。

根據經濟參數表中的價格和成本參數，未開發儲量尚未產生任何正經濟收益，故未在本報告中予以討論。

合同區及採油井的開發史和預測在圖表一節中給出。應注意到，預測的儲量值是基於技術可採儲量，預測值可能與根據經濟界限值的現金流預測中的儲量值存在較大差異。

恒定參數（所得稅後）
估算淨儲量和收入數據
依據產品分成合同獲得的收益
MI能源控股有限公司－廟3油田
截止二零一零年六月三十日

	探明		
	在產	未開發	合計
總剩餘儲量			
油／凝析油－桶	441,160	-	441,160
淨剩餘儲量			
油／凝析油－桶	277,613	-	277,613

附錄五

獨立技術報告

	概算		
	在產	未開發	合計
總剩餘儲量			
油／凝析油－桶	600,046	48,037	648,083
淨剩餘儲量			
油／凝析油－桶	317,758	28,320	346,078

	可能		
	在產	未開發	合計
總剩餘儲量			
油／凝析油－桶	606,449	4,605	611,054
淨剩餘儲量			
油／凝析油－桶	199,554	-772	198,782

附註：負值因產品分成合同條款所致

儲量方法－天然氣儲量

此區塊所產的天然氣未產生任何收入。因此，未計算天然氣儲量。

儲量方法－地表損失和產液量

目前，報告產量與原油銷售量的差異約為8.0%。此差異被假定在剩餘合同期內保持不變，並將被計入公司的淨產量計算。

資源方法

由於較差的油藏條件和經濟運行情況，對廟3油田的儲量進行逐井評價。如前文所述，此油田有三個區域目前正進行注水開發並確定了相應的儲量。對於從注水區之外到產品分成合同邊界之間的資源，按照遠景和或有資源分類。遠景資源是指那些未鑽穿斷塊中的資源，這些斷塊通常位於產品分成合同區域邊界。或有資源是已鑽穿但油井產能低的斷塊中的資源。這些在產井的相關「儲量」根據開發動態趨勢確定並從「資源量」中扣除。

附錄五

獨立技術報告

區塊	總資源量			儲量			遠景資源量			或有資源量		
	面積	有效厚度	HCPV合計	儲量面積	有效厚度	儲量HCPV	遠景資源面積	遠景資源有效厚度	遠景HCPV	或有資源面積	或有資源有效厚度	或有資源HCPV
M114	6,792.57	141,515.26	61,252,822.17	824.36	21,445.63	9,176,519.13	233.01	8,323.28	3,352,085.33	5,735.20	111,746.35	48,724,217.71
M119	3,363.80	84,142.29	36,379,223.10							3,363.80	84,142.29	36,379,223.10
M118	8,662.19	266,692.14	118,097,913.43	820.67	44,784.42	20,037,267.49	2,171.74	81,260.39	35,925,848.82	5,669.78	140,647.33	62,134,797.12
合計	18,818.56	492,349.69	215,729,958.70	1,645.03	66,230.05	29,213,786.62	2,404.75	89,583.67	39,277,934.15	14,768.78	336,535.97	147,238,237.93

區塊編號	原油資源量		
	面積	有效厚度(ac-ft)	HCPV (桶)
M114	6,792.57	141,515.26	61,252,822.17
M119	3,363.80	84,142.29	36,379,223.10
M118	8,662.19	266,692.14	118,097,913.43
M118試驗WF3	136.64	10,197.37	4,643,398.72
M118試驗WF2	484.34	27,601.05	12,582,651.72
M118試驗WF1	199.69	6,986.00	2,811,217.05
M114試驗WF	824.36	21,445.63	9,176,519.13
M118_遠景_2	404.09	11,765.05	5,189,477.49
M118_遠景_1	1,475.36	66,627.35	29,484,399.08
M114_遠景_1	233.01	8,323.28	3,352,085.33
M118_遠景_4	247.20	2,469.97	1,075,240.25
M118_遠景_3	45.09	398.02	176,732.00

	採收率	總技術可採儲量
1C	3.30%	4,364,379
2C	6.00%	8,059,019
3C	7.50%	10,111,596
低值	3.30%	1,204,621
中值	6.00%	2,190,219
高值	7.50%	2,737,774

油田平均	
平均孔隙度	平均含水飽和度
0.139	0.56
地層體積系數	
1.076	
該地區累計產量	
151,292	

附錄五

獨立技術報告

未來開發

評價中所給出的資金要求是根據MI能源提供的數據所作的估算，並在附表一節中經濟參數表中列出。

作業者計劃鑽更多井並開展更大規模的注水作業。由於缺乏相關數據，本評價報告並未涉及這些活動所開發的儲量。

MI能源的開發方案見下表。

MIE開發方案
全部井（採油井和注水井）
廟3油田

年度	區塊118						
	區塊	探明	概算	可能	1P	2P	3P
二零一零年.....	118	0	2	0	0	2	2
二零一一年.....	118	0	0	0	0	0	0
二零一二年.....	118	0	0	0	0	0	0
二零一三年.....	118	0	0	0	0	0	0
二零一四年.....	118	0	0	0	0	0	0
二零一五年.....	118	0	0	0	0	0	0
合計.....		0	2	0	0	2	2

年度	所有產品分成合同合計						
	區塊	探明	概算	可能	1P	2P	3P
二零一零年.....		0	2	0	0	2	2
二零一一年.....		0	0	0	0	0	0
二零一二年.....		0	0	0	0	0	0
二零一三年.....		0	0	0	0	0	0
二零一四年.....		0	0	0	0	0	0
二零一五年.....		0	0	0	0	0	0
合計.....		0	2	0	0	2	2

附錄五

獨立技術報告

年度	廟3油田－探明			
	鑽井數	總產量 (桶)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	0	104,549	44,600	2,535,764
二零一一年.....	0	141,343	0	4,695,500
二零一二年.....	0	108,852	0	4,502,288
二零一三年.....	0	86,416	0	4,377,213
二零一四年.....	0	0	0	0
二零一五年.....	0	0	0	0
二零一六年.....	0	0	0	0
二零一七年.....	0	0	0	0
二零一八年.....	0	0	0	0
二零一九年.....	0	0	0	0
二零二零年.....	0	0	0	0
二零二一年.....	0	0	0	0
二零二二年.....	0	0	0	0
二零二三年.....	0	0	0	0
二零二四年.....	0	0	0	0
小計.....		441,160	44,600	16,110,765
剩餘.....	0	0	100,000	0
遠景總計.....		441,160	144,600	16,110,765

年度	廟3油田－概算			
	鑽井數	總產量 (桶)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	2	9,481	649,200	66,446
二零一一年.....	0	45,447	0	252,847
二零一二年.....	0	63,530	0	344,934
二零一三年.....	0	73,375	0	395,035
二零一四年.....	0	139,347	0	4,644,272
二零一五年.....	0	119,809	0	4,564,487
二零一六年.....	0	102,959	0	4,495,333
二零一七年.....	0	87,330	0	4,363,341
二零一八年.....	0	6,806	0	357,905
二零一九年.....	0	0	0	0
二零二零年.....	0	0	0	0
二零二一年.....	0	0	0	0
二零二二年.....	0	0	0	0
二零二三年.....	0	0	0	0
二零二四年.....	0	0	0	0
小計.....		648,084	649,200	19,484,601
剩餘.....	0	0	0	0
遠景總計.....		648,084	649,200	19,484,601

附錄五

獨立技術報告

年度	廟3油田 – 可能			
	鑽井數	總產量 (桶)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	0	11,412	0	50,321
二零一一年.....	0	39,255	0	177,857
二零一二年.....	0	54,232	0	248,530
二零一三年.....	0	59,345	0	297,792
二零一四年.....	0	54,476	0	312,441
二零一五年.....	0	48,033	0	256,423
二零一六年.....	0	42,295	0	200,522
二零一七年.....	0	37,331	0	178,713
二零一八年.....	0	101,551	0	4,089,043
二零一九年.....	0	94,228	0	4,382,576
二零二零年.....	0	68,897	0	3,581,828
二零二一年.....	0	0	0	0
二零二二年.....	0	0	0	0
二零二三年.....	0	0	0	0
二零二四年.....	0	0	0	0
小計.....		611,055	0	13,776,047
剩餘.....	0	0	0	0
遠景總計.....		611,055	0	13,776,047

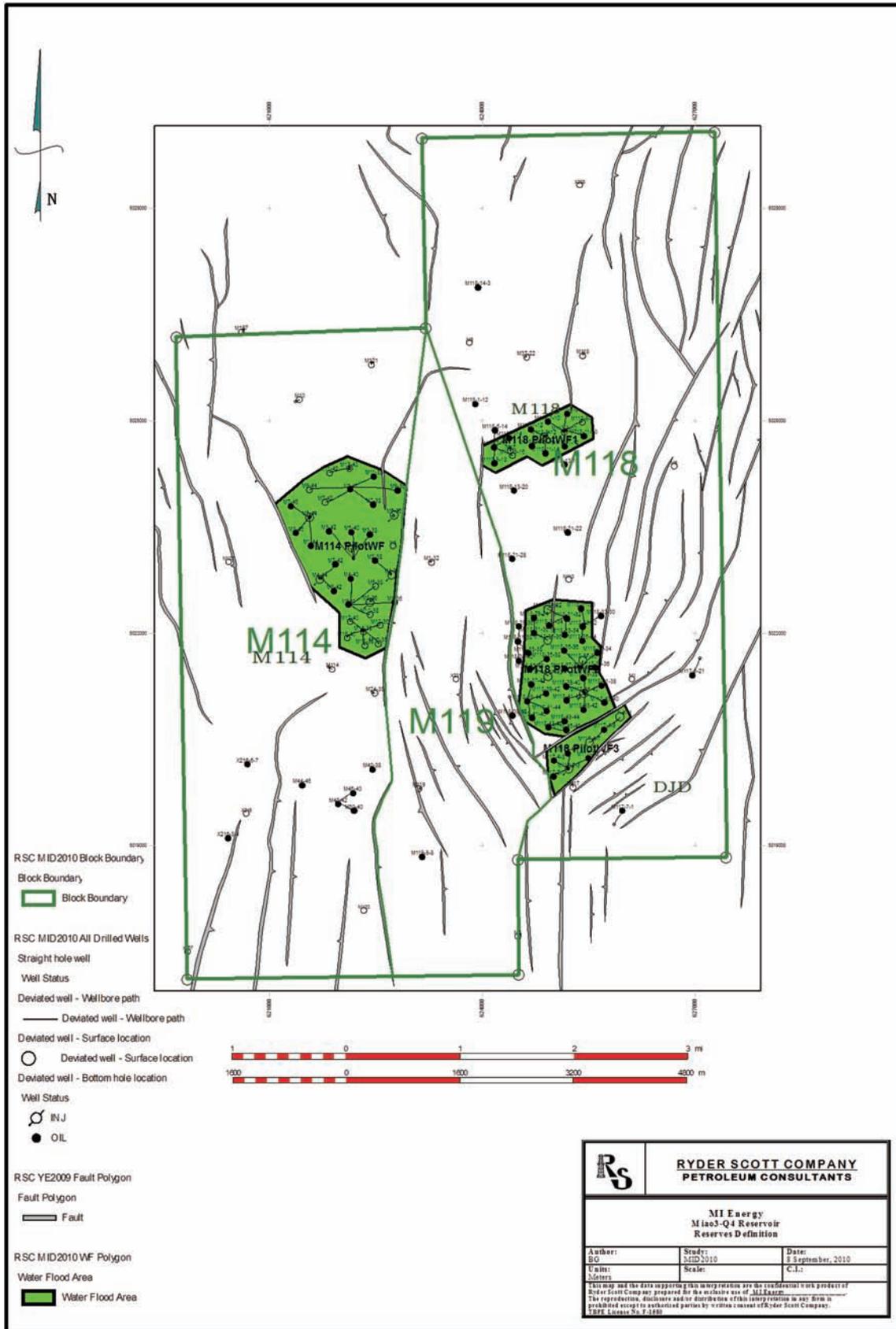
年度	廟3油田 – 1P			
	鑽井數	總產量 (桶)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	0	104,549	44,600	2,535,764
二零一一年.....	0	141,343	0	4,695,500
二零一二年.....	0	108,852	0	4,502,288
二零一三年.....	0	86,416	0	4,377,213
二零一四年.....	0	0	0	0
二零一五年.....	0	0	0	0
二零一六年.....	0	0	0	0
二零一七年.....	0	0	0	0
二零一八年.....	0	0	0	0
二零一九年.....	0	0	0	0
二零二零年.....	0	0	0	0
二零二一年.....	0	0	0	0
二零二二年.....	0	0	0	0
二零二三年.....	0	0	0	0
二零二四年.....	0	0	0	0
小計.....		441,160	44,600	16,110,765
剩餘.....		0	100,000	0
遠景總計.....		441,160	144,600	16,110,765

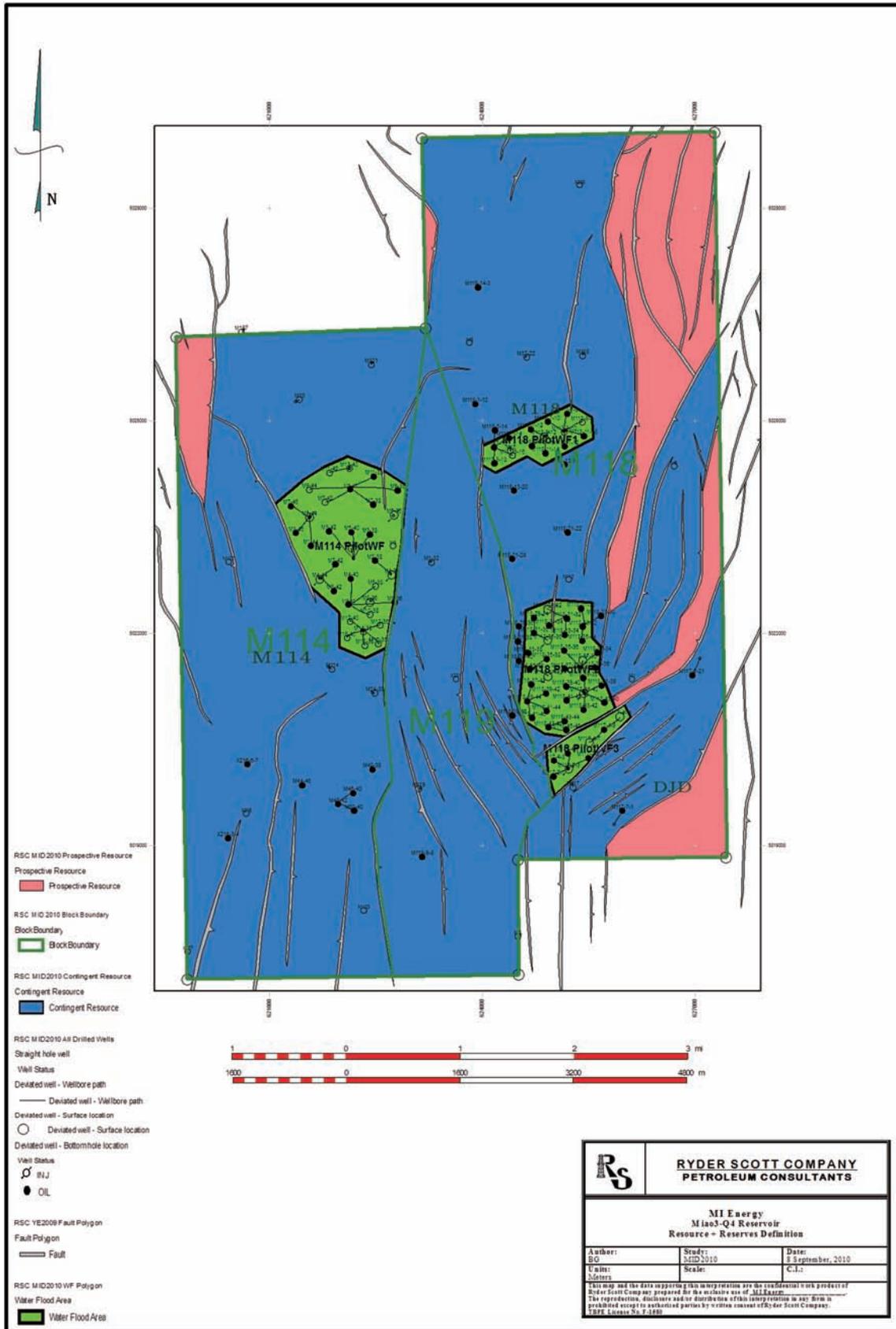
附錄五

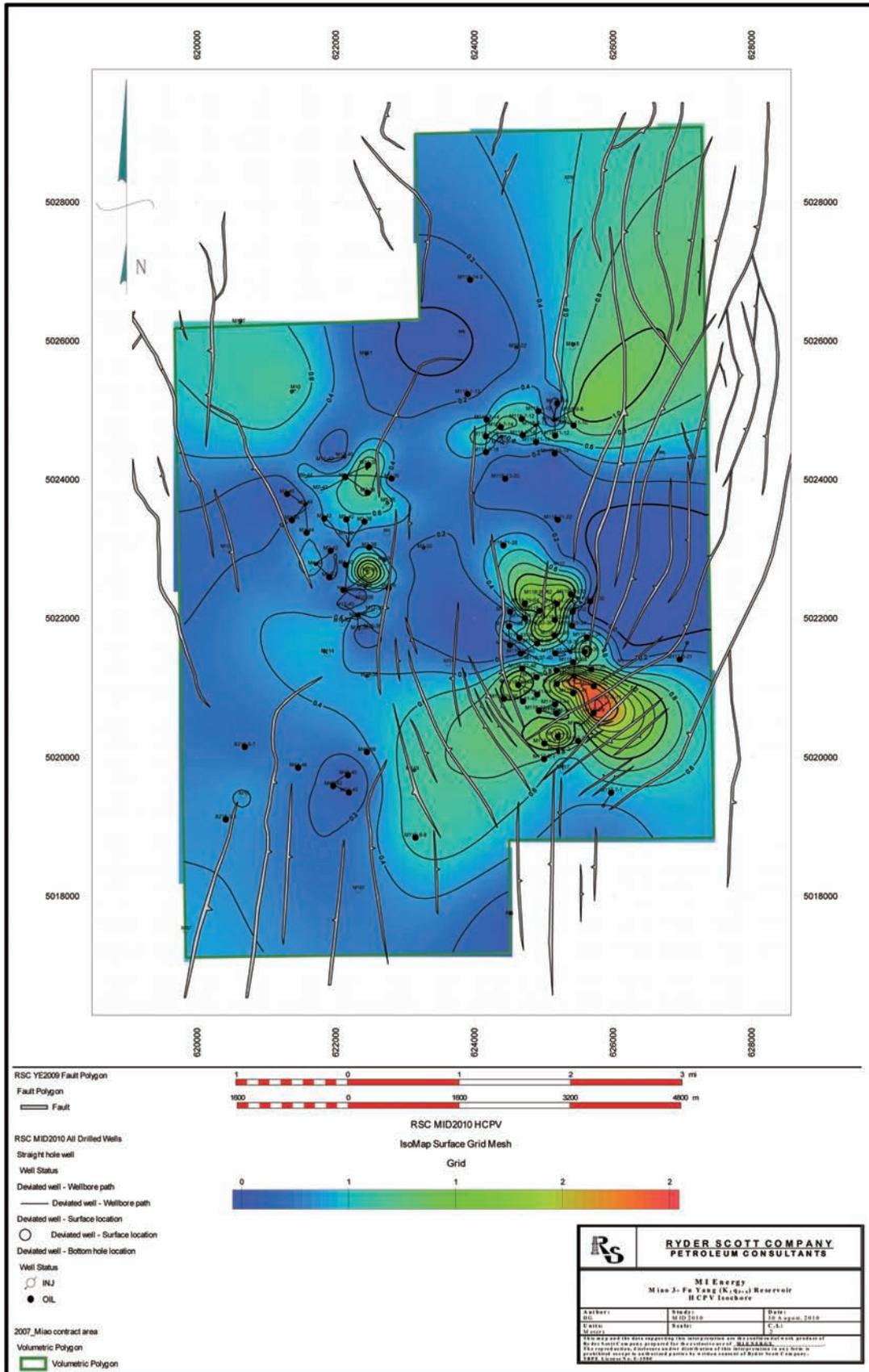
獨立技術報告

年度	廟3油田 – 2P			
	鑽井數	總產量 (桶)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	2	114,030	693,800	2,602,210
二零一一年.....	0	186,790	0	4,948,346
二零一二年.....	0	172,382	0	4,847,222
二零一三年.....	0	159,791	0	4,772,248
二零一四年.....	0	139,347	0	4,644,272
二零一五年.....	0	119,809	0	4,564,487
二零一六年.....	0	102,959	0	4,495,333
二零一七年.....	0	87,330	0	4,363,341
二零一八年.....	0	6,806	0	357,905
二零一九年.....	0	0	0	0
二零二零年.....	0	0	0	0
二零二一年.....	0	0	0	0
二零二二年.....	0	0	0	0
二零二三年.....	0	0	0	0
二零二四年.....	0	0	0	0
小計.....		1,089,244	693,800	35,595,365
剩餘.....		0	100,000	0
遠景總計.....		1,089,244	793,800	35,595,365

年度	廟3油田 – 3P			
	鑽井數	總產量 (桶)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	2	125,442	693,800	2,652,531
二零一一年.....	0	226,045	0	5,126,203
二零一二年.....	0	226,614	0	5,095,752
二零一三年.....	0	219,136	0	5,070,040
二零一四年.....	0	193,823	0	4,956,713
二零一五年.....	0	167,842	0	4,820,910
二零一六年.....	0	145,254	0	4,695,855
二零一七年.....	0	124,661	0	4,542,055
二零一八年.....	0	108,357	0	4,446,948
二零一九年.....	0	94,228	0	4,382,576
二零二零年.....	0	68,897	0	3,581,828
二零二一年.....	0	0	0	0
二零二二年.....	0	0	0	0
二零二三年.....	0	0	0	0
二零二四年.....	0	0	0	0
小計.....		1,700,299	693,800	49,371,412
剩餘.....		0	100,000	0
遠景總計.....		1,700,299	793,800	49,371,412







經濟性綜述

用於此評價的經濟性參數匯總於經濟參數表。請注意，表中所有的貨幣單位採用美元，且經濟性評價也基於美元貨幣做出。

操作費用根據作業者提供的數據確定。這些數據包括聯合賬、預算文件、協議和作業者估算數據。

此評價包含淨棄置井成本，其乃以MI能源提供的估算數據為依據。

此報告未涉及可能存在的環境責任。此外，雷德斯考特也未派員針對此目的開展現場檢查。

附錄五

獨立技術報告

MI能源公司
 中國吉林省廟3產品分成合同
 租賃石油總儲量摘要
 二零一零年六月三十日
 區塊M114

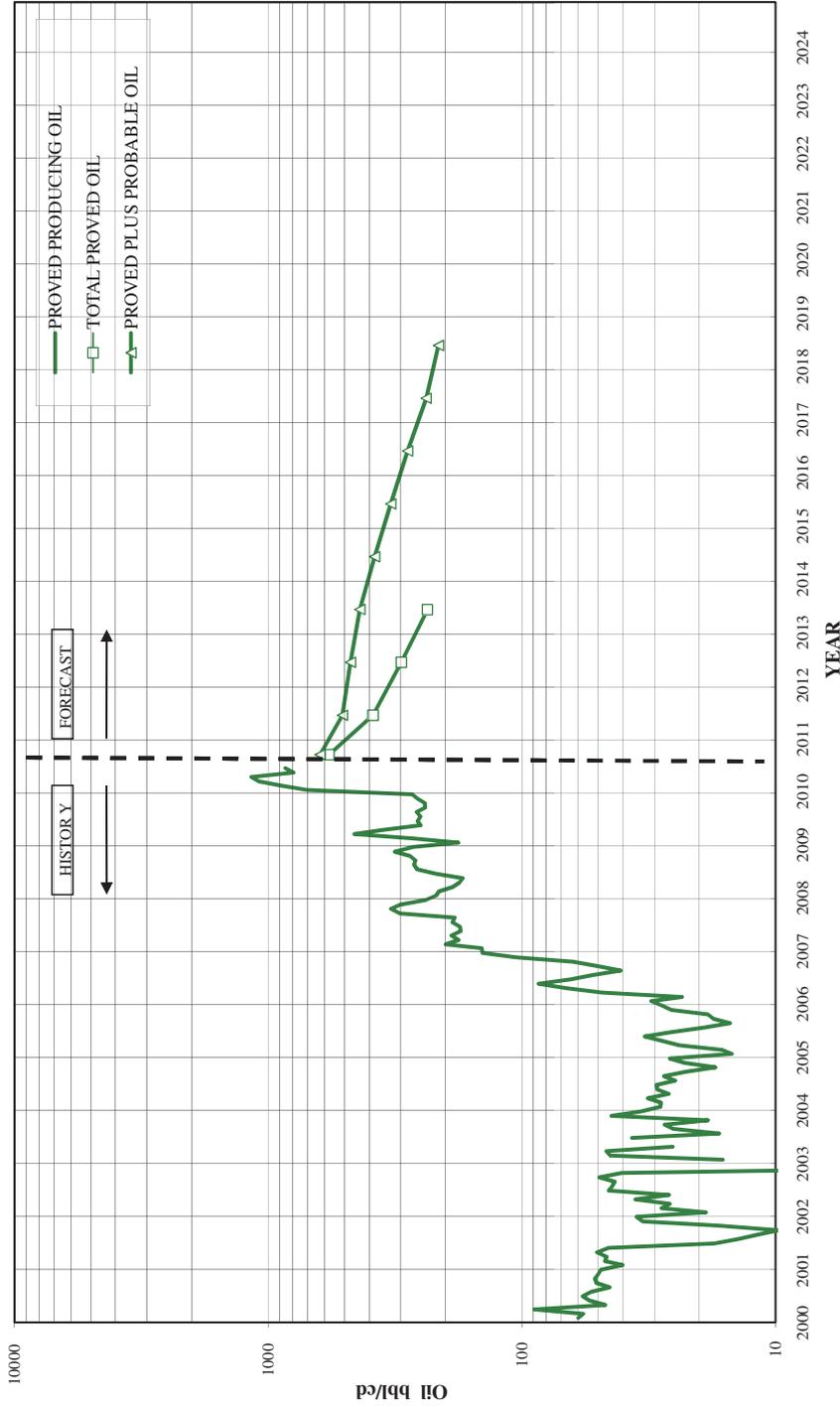
Pool	Well Name	Category	Status	Area ac	NetPay m	hcvp m	RockVol ac-ft	Phi (%)	Sw (%)	HCPV MBbl	OOIP MSTB	RF %	EUR MSTB	Cum MSTB	Rem MSTB	Well Counts	
																prod	inj
M114 PilotWF	Total Primary	Proved	PD	824	7.9	0.4	21,446	0.125	0.558	9,177	8,528	4.9%	414	251	163	27	8
M114 PilotWF	Total Waterflood	T2P	PD	824	7.9	0.4	21,446	0.125	0.558	9,177	8,528	7.3%	621	251	370	27	8
M114 PilotWF	Total Waterflood	T3P	PD	824	7.9	0.4	21,446	0.125	0.558	9,177	8,528	9.5%	807	251	556	27	8
M118 PilotWF	Total Primary	Proved	PD	821	16.6	1.0	44,784	0.123	0.532	20,037	18,622	3.7%	684	197	487	44	13
M118 PilotWF	Total Waterflood	T2P	PD	821	16.6	1.0	44,784	0.123	0.532	20,037	18,622	6.2%	1,161	197	964	44	13
M118 PilotWF	Total Waterflood	T3P	PD	821	16.6	1.0	44,784	0.123	0.532	20,037	18,622	8.6%	1,597	197	1,400	44	13
Total Pilot WF	Total Primary	Proved	PD	1,645	12.3	0.7	66,230	0.124	0.541	29,214	27,150	4.0%	1,098	448	650	71	21
Total Pilot WF	Total Waterflood	T2P	PD	1,645	12.3	0.7	66,230	0.124	0.541	29,214	27,150	6.6%	1,781	448	1,333	71	21
Total Pilot WF	Total Waterflood	T3P	PD	1,645	12.3	0.7	66,230	0.124	0.541	29,214	27,150	8.9%	2,404	448	1,956	71	21
M114 PrimArea	Subtotal	Proved	PD										51	41	9	9	
M114 PrimArea	Subtotal	Proved	NP										4	4	-	2	
M114 PrimArea	Subtotal	Proved	PD&NP										55	46	9	11	
M118 PrimArea	Block Total	Proved	PD										124	62	62	20	
M118 PrimArea	Block Total	Proved	NP										4	4	-	1	
M118 PrimArea	Block Total	Proved	PD&NP										128	66	62	21	
M118 PrimArea	Block Total	T2P	UD										55	-	55	-	
M119 PrimArea	Block Total	Proved	PD										4	4	-	2	
M119 PrimArea	Block Total	Proved	NP										10	10	-	3	
M119 PrimArea	Block Total	Proved	PD&NP										14	14	-	5	
Total PrimArea	Field Total	Proved	PD										178	107	71	31	
Total PrimArea	Field Total	Proved	NP										18	18	-	6	
Total PrimArea	Field Total	Proved	PD&NP										197	126	71	37	
Total PrimArea	Field Total	T2P	PD&NP&UD										252	126	126	37	
Prim & WF Area	Field Total	Proved	PD										1,277	555	721	102	21
Prim & WF Area	Field Total	Proved	PD&NP										1,295	574	721	108	21
Prim & WF Area	Field Total	Pv+Pb	PD&NP&UD										2,033	574	1,459	108	21
Prim & WF Area	Field Total	Pv+Pb+Ps	PD&NP&UD										2,655	574	2,082	108	21

MI ENERGY HOLDING CORPORATION
 資產石油總產量歷史與預測



圖3

二零一零年六月三十日



* 繪製的預測值乃反映年均日曆月日產率。

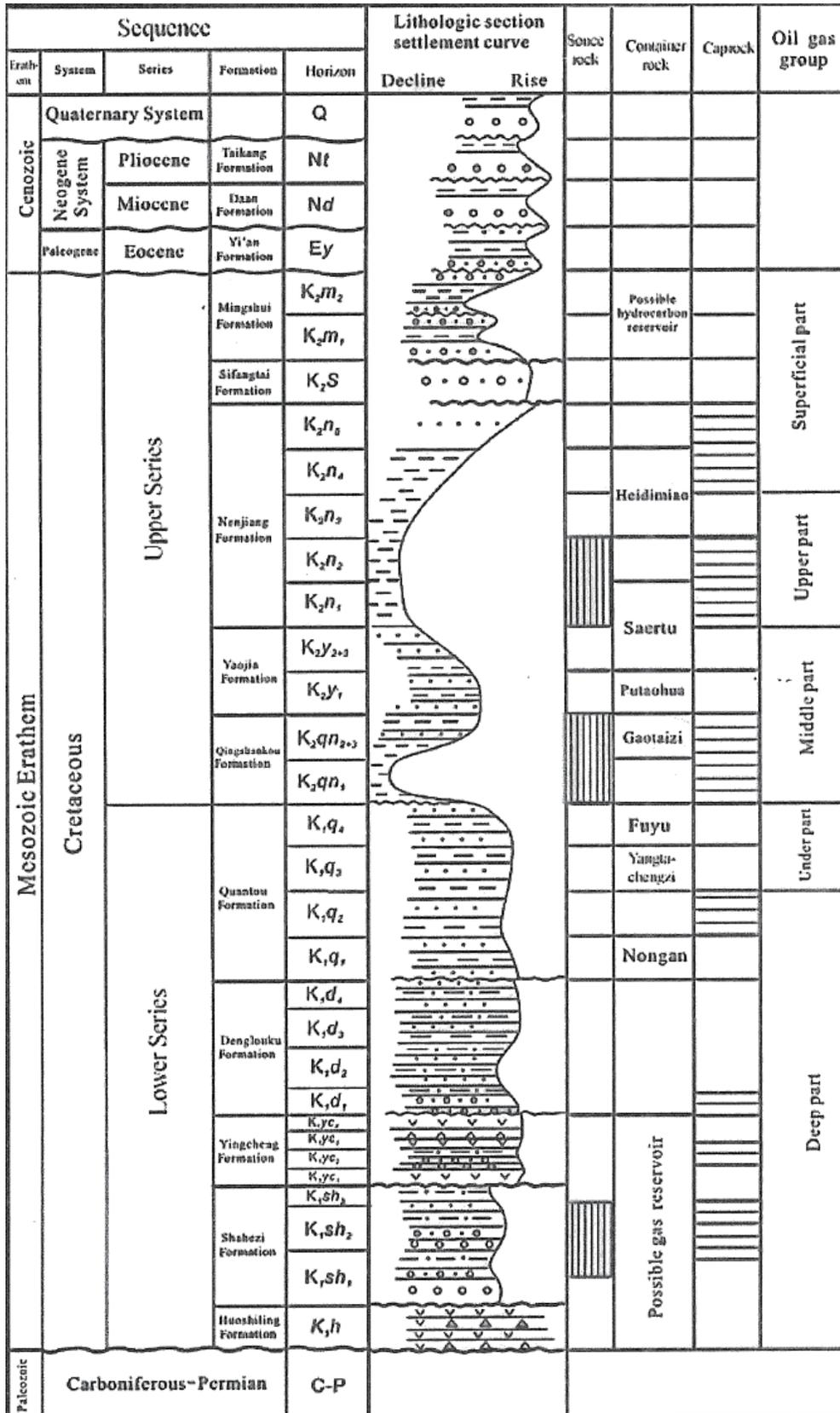


圖1. 廟3地層柱狀圖

25.6 莫里青油田：

地質概況

莫里青油田位於中華人民共和國東北部吉林省伊通市附近。在此區塊上的勘探活動始於上世紀50年代末期。莫里青油田目前處於開發生產期，MI能源對其中136口井進行作業。

莫里青油田位於為中生代裂谷的松遼盆地東南部莫里青凹陷伊通地塹上。油田主要的油藏是始新世雙陽組2段（圖1）。

莫里青構造圖（圖2）是根據地震數據並由井數據進一步精確化的結果而繪製的。地震解釋由MI能源（北京）進行並經雷德斯考特公司審查。三維地震數據在一九九零／一九九一年度獲得並於二零零七年進行重新處理。地震數據十分複雜（見圖3、圖4和圖5）但與井數據相結合。雷德斯考特接受MI能源的解釋成果，認可其是測井和地震數據的合理反映。

油田構造

此油田儲層在構造圖上顯示為大傾角、東北向傾伏的地層，被多個東西橫向（正）斷層和主要北西向分界斷層穿過。構造高點（~1,500mss）位於合同區東南邊緣，構造低點（~2,800mss）位於合同區東北邊緣。在莫里青油田發現了兩個年代的斷層。在儲層沉積前的斷層對儲層沉積進行控制。晚於儲層沉積的斷層構成了儲層圈閉，且至今已經歷不同時期的再生過程。

油田地層

莫里青油田儲層是始新世雙陽組二段。由一系列互層的暗色泥岩、灰色泥質粉砂岩和粉砂岩及細粒砂岩組成。單個油藏單元（粉砂岩和砂岩）的厚度不同且通常不連續。一般來說，由於存在很大的不確定性，單個油藏單元不能使用鄰井進行校正。但就整個砂體而言，整體上還是顯示出連續性。這表明井間溝通情況較差，且洩油面積有限。完井時，對多數油藏單元進行合採。因此，此層在成圖時作為一個油藏處理。

岩石物性

繪製了雙陽組二段地層的有效厚度圖（見附圖）。有效厚度根據對合同區內115餘口井的測井資料進行詳細分析而予以確定。分析中使用的伽馬(GR)曲線通過兩點歸一公式歸一至5%-95%的累積頻率。在二零零九年的報告中，雷德斯考特重新確定了用於歸一化處理的GR端點，進行該處理的原因是新增了大量新井數據。由於這種數值更新，煙孔隙體積(HCPV)和有效厚度值在本報告數據與先前數據的對比可能會產生偏斜。

岩芯數據被用於標定測井孔隙度以及確定界限值。岩芯回歸分析（圖6）確定孔滲關係為6%孔隙度對應界限值0.1md。基於標準的1md的滲透率界限值在莫里青油田並不能產油。根據生產數據，雷德斯考特將滲透率界限值小數點前移一位變為0.1md。二零零八年九月，雷德斯考特聽取了John Schneider公司的報告，闡明了以往岩芯分析方法的不準確性。隨後，MI能源恢復了取芯作業並將採集的岩芯交由一家獨立機構進行分析，並進而確定了使用60%含水飽和度的界限值定義有效厚度。

總體而言，油藏單元的平均孔隙度範圍為13-18%，相應的滲透率為0.1-10md。平均含水飽和度範圍為39-50%（有效厚度圖中亦標明探明、概算和可能的含油面積）。

莫里青油田的完井方法與大安油田不同。相對於大安油田所有產層段均被射開並壓裂，莫里青油田油井的射孔段經過篩選。因此，在莫里青存在被稱為「管後」的未射孔壓裂層段。為繪圖需要，需包括所有產層段。因此對「管後」產層段進行逐井評價。莫里青油田中所有的射孔段都被採取增產措施或壓裂以提高採收率。這些人工壓裂措施均經過工程設計以壓裂砂岩體，但它們都不能把泥岩壓開3米以上。所有與射孔段隔離或位於壓裂作用範圍外的產層均按照管後探明儲量計算。

油藏參數

所有成功進行測試／分析的油井的探明油藏面積均被指定為20英畝。這些井有八口鄰井，每口鄰井的洩油面積亦為20英畝。因此，在這些成功測試／分析的井周圍形成了180英畝的探明含油區域。對每口成功測試／分析的油井，如果其洩油面積為20英畝且有24口鄰井，探明+概算含油面積將達到500英畝。與確定大安油田儲量時使用了0.25HCPV的經濟極限和地層邊界一樣，此油田的可能邊際條件包括：HCPV值高於0.25，概算儲量井附近概算含油面積邊界內的面積。此外，根據SEC要求，所有油藏面積應限於合同區內已鑽穿的斷塊。因此，不滿足此要求的區域被劃分為遠景資源區塊。

儲量方法－石油儲量

MI能源持有莫里青石油合同90%的權益並且是項目作業者。餘下的10%持有者為澳大利亞環球石油公司。合同目前處於商業開發期，並將於二零二八年十二月三十一日到期。

莫里青合同區於一九九三年開始從始新世雙陽組產油，S2是該油藏主力產層，其他產油層還包括S1和S3。合同項下有三口井（Y6-4、Y8-2和Y8-4）從S2和較淺的奢嶺組混採，奢嶺地層僅見於莫里青地區且未得到充分開發。在其他七口井中，S2與S1或S3進行混採，另外一口井僅從S1產油。截止本報告生效之日，在合同區已經有121口生產井（115口在產）和16口現注井。二零一零年上半年新鑽九口生產井，其中八口正在生產。二零一零年六月原油日產量約2,872桶，含水率約9%。累積產油約3,627千桶。

合同區部份注水開發，餘下部份仍在進行一次採油生產。MI能源計劃在油田全面開發後進行全區注水開發。為了評價的目的，僅對儲層劃定部份指定了注水採收率。這些區域在附圖一節的圖中被進一步劃分為已注水開發和未注水開發區域。已注水開發區域是那些已開展注水作業的連續的探明含油區域。未注水開發區域是那些未開展注水作業的連續的探明含油區域。探明含油區域中被隔離的部份以及概算及可能含油區域的全部被賦予一次採油採收率。雷德斯考特認為這些區域中儲層性質並未得到充分了解，因而目前無法給予注水儲量。

考慮到最新油田類比數據，應用於探明含油面積，探明+概算含油面積，探明+概算+可能含油面積的平均技術注水採收率（考慮經濟性之前）分別為9.8%、12.7%和15.9%。根據對現有井動態遞減曲線和典型井曲線分析，應用於探明含油面積的平均一次採油採收率為4.5%，對合同下概算和可能含油面積應用的較高的平均一次採油採收率分別為7.4%和10.0%。這些資源量的預計是根據附表一節的資源量表中可採儲量做出的。應注意，考慮經濟因素的實際觀測計算得到的採收率應比上面給出的數據小。這是由於作業費用、產品分成合同有關經濟因素以及合同到期停產會導致採收率降低。

如前面地質一節所述，並非所有油層中的砂岩層都進行了射孔作業。這些井中未射孔的產油層段被認為「管後」儲量。

MI能源計劃採用間距為20英畝的井網開發此油田，並使用反九點井網法進行注水。待於探明、概算和可能含油區域開發的總井位數乃通過將各類含油面積除以20英畝得到。對於概算和可能含油區域，根據此方法計算得出的井位數被認為待開發井數。對於探明的含油面積，待開發的井位通過從所需總井數中減去在產井和關停井得到。在遵循反轉九點井網法及當前開發方案的前提下，按照採油井／注水井3:1的比例關係確定注水區域所需要的注水井數量。對項目經濟性有負面影響的井位被剔除，除非MI能源提出要鑽這些井。根據此方法確定的未來待開發井位如下表所示。

	採油井	注水井	總井數
探明	36	9	45
概算	89	0	89
可能	117	26	143

待開發井位將按照MI能源的最新開發方案進行部署。

合同區及每個區塊的開發史和預測在圖表一節中給出。應注意到，儲量預測的根據是技術可採儲量。由於經濟因素和／或合同期界限值，這些儲量值可能與現金流預測中的預測值存在較大差異。

附錄五

獨立技術報告

恒定參數（所得稅後）
 估算淨儲量和收入數據
 依據產品分成合同獲得的收益
MI能源控股有限公司－莫里青油田
 截止二零一零年六月三十日

	探明			
	已開發		未開發	合計
	在產	停產		
總剩餘儲量				
油／凝析油－桶	5,304,948	2,025,379	3,175,276	10,505,603
淨剩餘儲量				
油／凝析油－桶	2,390,526	786,831	1,327,127	4,504,484
	概算			
	已開發		未開發	合計
	在產	停產		
總剩餘儲量				
油／凝析油－桶	–	2,712,853	6,031,941	8,744,794
淨剩餘儲量				
油／凝析油－桶	–	1,259,512	2,546,306	3,805,818
	可能			
	已開發		未開發	合計
	在產	停產		
總剩餘儲量				
油／凝析油－桶	–	1,804,922	9,918,182	11,723,104
淨剩餘儲量				
油／凝析油－桶	–	953,527	4,318,623	5,272,150

儲量方法－天然氣儲量

此區塊所產的天然氣未產生任何收入。因此，未計算天然氣儲量。

儲量方法－地表損失和產液量

目前，報告產量與原油銷售量的差異約為10.8%。此差異被假定在剩餘合同期內保持不變，並將被計入公司的淨產量計算。

附錄五

獨立技術報告

資源方法

在莫里青油田，儲量和資源部分局限於產品分成合同(PSC)邊界，部分局限於邊界內的非油藏區。這些儲層及其相關邊界已在上文中討論。剩餘資源則被分為遠景和或有兩類。遠景資源是指產品分成合同地區未鑽井的斷塊中存在的資源，這類斷塊通常位於當前鑽井方案區塊外緣。或有資源是指已鑽區域內低於0.5mHCPV（煙孔隙體積）厚度的區域含油的資源量。經驗表明，此油田中在HCPV（煙孔隙體積）厚度小於0.5m的位置鑽的井基本是不經濟的。這些在產井的「儲量」根據開發動態趨勢確定並從「資源量」中扣除。油田中存在若干複雜區域，根據稀疏的井網和／或較差的井生產動態做出的工程和地質判斷，客觀地對儲量和資源進行了劃分。

區塊	總資源量			遠景資源量			或有資源量		
	面積	有效厚度合計	HCPV合計	遠景資源面積	遠景資源有效厚度	遠景HCPV	或有資源面積	或有資源有效厚度	或有資源HCPV
多邊形區塊									
Y38	3,008	135,123	97,100,020				439	12,807	7,736,232
Y39	5,188	381,132	246,176,463	572	50,289	29,485,026	254	17,249	10,454,829
Y40	2,871	46,657	28,353,036	799	27,468	16,141,000	89	1,020	667,259
Y41	3,399	208,609	132,508,666	774	28,201	15,442,533	179	3,019	1,816,319
Y46				230	233	148,038			
合計				2,375	106,191	61,216,598	961	34,094	20,674,639

區塊編號	面積	有效厚度(ac-ft)	HCPV (桶)
Y38.....	3,007.71	135,122.82	97,100,019.53
Y38_C3_1.....	117.75	8,642.73	4,960,441.69
Y38_C3_2.....	321.07	4,164.22	2,775,790.21
Y39.....	5,188.41	381,132.36	246,176,462.63
Y39_C3_1.....	79.20	1,208.75	789,980.26
Y39_C3_2.....	13.23	267.14	145,546.29
Y39_C3_3.....	161.58	15,772.83	9,519,302.58
Y39_遠景_1.....	443.71	49,247.33	28,871,742.03
Y39_遠景_2.....	128.76	1,042.02	613,284.24
Y40.....	2,870.81	46,657.35	28,353,035.87
Y40_C3_1.....	30.83	591.75	261,761.55
Y40_C3_2.....	58.57	427.87	405,497.06
Y40_遠景_1.....	798.50	27,468.25	16,141,000.36
Y41.....	3,399.10	208,609.01	132,508,666.02
Y41_C3_1.....	62.00	869.49	381,200.27
Y41_C3_2.....	90.63	1,722.18	1,240,224.00
Y41_C3_3.....	8.95	112.79	58,707.63
Y41_C3_4.....	17.08	314.52	136,187.09
Y41_遠景_1.....	159.28	7,754.59	4,419,763.74
Y41_遠景_2.....	322.40	18,827.35	9,882,994.35
Y41_遠景_3.....	62.74	1,385.26	991,737.35
Y46_遠景_1.....	229.89	233.30	148,037.93

附錄五

獨立技術報告

油田平均	
平均孔隙度	平均含水飽和度
0.158	0.458
地層體積系數	
1.159	

	採收率	總技術可採儲量
1C.....	4.50%	802,725
2C.....	7.00%	1,248,684
3C.....	9.00%	1,605,451
低值.....	4.50%	2,376,831
中值.....	7.00%	3,697,292
高值.....	9.00%	4,753,662

未來開發

如前所述，為開發預測儲量，需採取額外的開發措施。鑽井、再完井和設施擴建所需的計劃資金根據MI能源提供的數據估算並在附表一節中經濟參數表中給出。

MI能源的開發方案見下表。

MI能源開發方案
全部井（採油井和注水井）
莫里青油田

年度	區塊Y38						
	區塊	探明	概算	可能	1P	2P	3P
二零一零年.....	Y38	4	0	0	4	4	4
二零一一年.....	Y38	18	0	6	18	18	24
二零一二年.....	Y38	0	0	14	0	0	14
二零一三年.....	Y38	0	0	21	0	0	21
二零一四年.....	Y38	0	0	18	0	0	18
二零一五年.....	Y38	0	0	16	0	0	16
合計.....		22	0	75	22	22	97

年度	區塊Y39						
	區塊	探明	概算	可能	1P	2P	3P
二零一零年.....	Y39	12	0	0	12	12	12
二零一一年.....	Y39	3	8	0	3	11	11
二零一二年.....	Y39	4	19	0	4	23	23
二零一三年.....	Y39	0	24	0	0	24	24
二零一四年.....	Y39	0	22	6	0	22	28
二零一五年.....	Y39	0	0	34	0	0	34
合計.....		19	73	40	19	92	132

附錄五

獨立技術報告

年度	區塊Y40						
	區塊	探明	概算	可能	1P	2P	3P
二零一零年.....	Y40	0	0	0	0	0	0
二零一一年.....	Y40	0	4	2	0	4	6
二零一二年.....	Y40	0	0	0	0	0	0
二零一三年.....	Y40	0	0	0	0	0	0
二零一四年.....	Y40	0	0	0	0	0	0
二零一五年.....	Y40	0	0	0	0	0	0
合計		0	4	2	0	4	6

年度	區塊Y41						
	區塊	探明	概算	可能	1P	2P	3P
二零一零年.....	Y41	2	0	0	2	2	2
二零一一年.....	Y41	0	0	0	0	0	0
二零一二年.....	Y41	2	0	0	2	2	2
二零一三年.....	Y41	0	12	0	0	12	12
二零一四年.....	Y41	0	0	0	0	0	0
二零一五年.....	Y41	0	0	0	0	0	0
二零一六年.....	Y41	0	0	26	0	0	26
合計		4	12	26	4	16	42

年度	所有產品分成合同合計						
	區塊	探明	概算	可能	1P	2P	3P
二零一零年.....		18	0	0	18	18	18
二零一一年.....		21	12	8	21	33	41
二零一二年.....		6	19	14	6	25	39
二零一三年.....		0	36	21	0	36	57
二零一四年.....		0	22	24	0	22	46
二零一五年.....		0	0	50	0	0	50
二零一六年.....		0	0	26	0	0	26
合計		45	89	143	45	134	277

附錄五

獨立技術報告

年度	莫里青油田 – 概算			
	鑽井數	總產量 (桶)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	0	8,388	0	34,134
二零一一年.....	12	107,972	13,723,200	849,304
二零一二年.....	19	332,354	21,728,400	2,541,762
二零一三年.....	36	580,775	41,169,600	4,919,171
二零一四年.....	22	764,697	25,159,200	6,872,047
二零一五年.....	0	770,128	0	6,590,957
二零一六年.....	0	723,928	0	6,388,908
二零一七年.....	0	672,898	0	6,174,636
二零一八年.....	0	604,223	0	5,894,747
二零一九年.....	0	541,563	0	5,639,880
二零二零年.....	0	486,622	0	5,416,562
二零二一年.....	0	434,835	0	5,206,052
二零二二年.....	0	389,665	0	5,022,547
二零二三年.....	0	349,178	0	4,858,111
二零二四年.....	0	352,574		6,913,076
小計.....		7,119,800	101,780,400	73,321,893
剩餘.....		1,624,992	0	64,150,163
遠景總計.....	89	8,744,792	101,780,400	137,472,056

年度	莫里青油田 – 可能			
	鑽井數	總產量 (桶)	總開發投資 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	0	6,840	0	27,801
二零一一年.....	8	66,202	9,148,800	583,891
二零一二年.....	14	182,199	16,010,400	1,655,499
二零一三年.....	21	339,521	24,015,600	3,042,438
二零一四年.....	24	527,783	27,446,400	4,453,430
二零一五年.....	50	838,875	57,180,000	7,970,207
二零一六年.....	26	1,138,640	32,333,600	10,683,578
二零一七年.....	0	1,180,669	0	10,398,049
二零一八年.....	0	1,092,377	0	10,023,578
二零一九年.....	0	990,511	0	9,601,358
二零二零年.....	0	889,996	0	9,188,048
二零二一年.....	0	795,207	0	8,798,500
二零二二年.....	0	712,484	0	8,458,974
二零二三年.....	0	638,300	0	8,154,799
二零二四年.....	0	573,274		7,888,548
小計.....		9,972,878	166,134,800	100,928,697
剩餘.....		1,750,227	0	29,336,408
遠景總計.....	143	11,723,105	166,134,800	130,265,105

附錄五

獨立技術報告

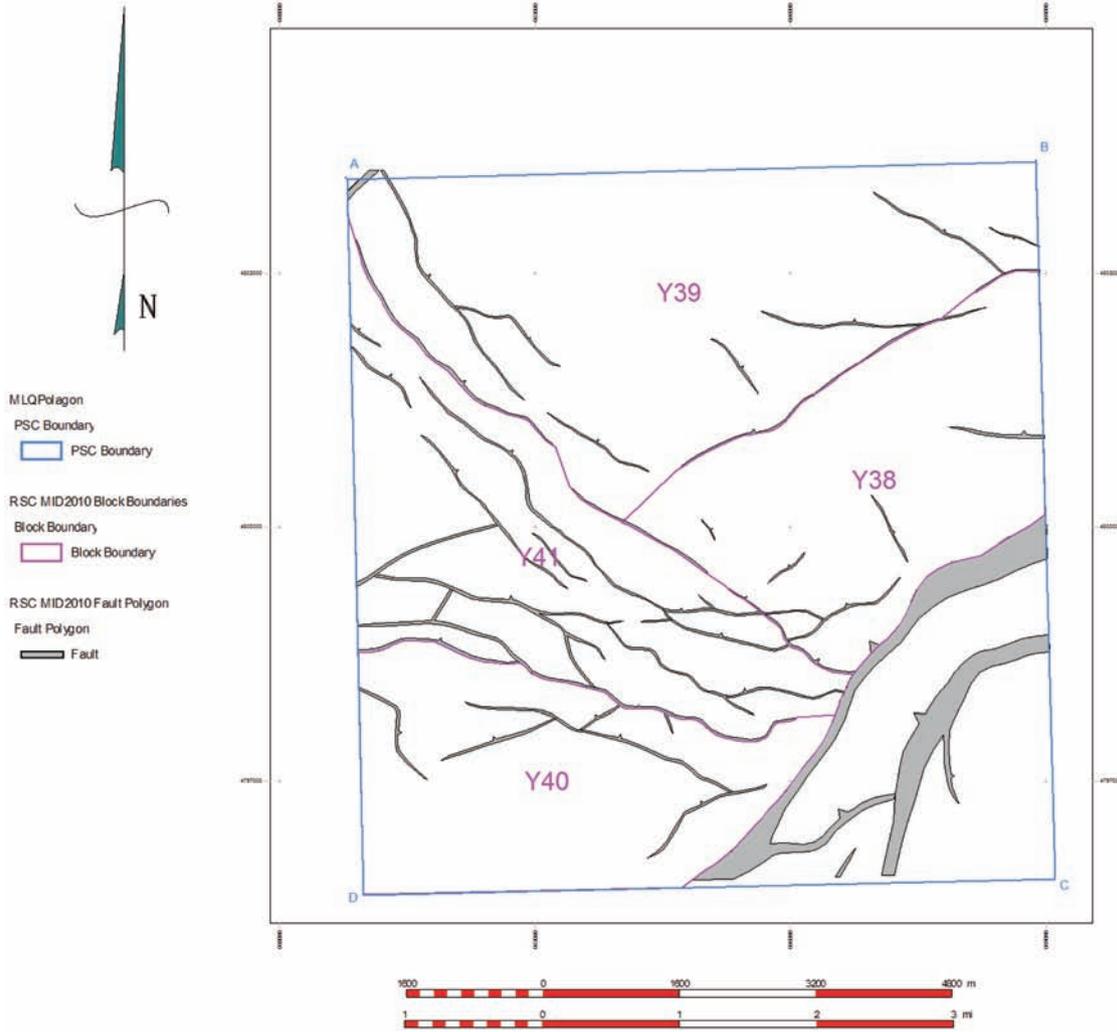
年度	莫里青油田 – 1P			
	鑽井數	總產量 (桶)	總開發費用 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	20	548,699	23,217,600	7,851,456
二零一一年.....	21	1,158,713	26,140,600	16,518,337
二零一二年.....	3	1,212,962	9,246,600	17,237,295
二零一三年.....	0	1,153,720	255,000	17,010,991
二零一四年.....	0	1,061,701	935,000	16,579,361
二零一五年.....	0	968,228	935,000	16,202,559
二零一六年.....	0	848,105	0	15,643,337
二零一七年.....	0	723,326	0	14,998,912
二零一八年.....	0	619,488	0	14,517,323
二零一九年.....	0	530,902	0	14,164,104
二零二零年.....	0	456,544	0	13,870,322
二零二一年.....	0	390,363	0	13,412,279
二零二二年.....	0	334,999	0	13,150,998
二零二三年.....	0	288,200	0	12,963,891
二零二四年.....	0	209,654	0	10,577,384
小計.....		10,505,604	60,729,800	214,698,550
剩餘.....		0	100,000	0
遠景總計.....	44	10,505,604	60,829,800	214,698,550

年度	莫里青油田 – 2P			
	鑽井數	總產量 (桶)	總開發費用 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	20	557,087	23,217,600	7,885,590
二零一一年.....	33	1,266,685	39,863,800	17,367,641
二零一二年.....	22	1,545,316	30,975,000	19,779,056
二零一三年.....	36	1,734,495	41,424,600	21,930,162
二零一四年.....	22	1,826,398	26,094,200	23,451,408
二零一五年.....	0	1,738,356	935,000	22,793,516
二零一六年.....	0	1,572,033	0	22,032,245
二零一七年.....	0	1,396,224	0	21,173,548
二零一八年.....	0	1,223,711	0	20,412,070
二零一九年.....	0	1,072,465	0	19,803,985
二零二零年.....	0	943,166	0	19,286,884
二零二一年.....	0	825,198	0	18,618,331
二零二二年.....	0	724,664	0	18,173,545
二零二三年.....	0	637,378	0	17,822,002
二零二四年.....	0	562,228	0	17,490,460
小計.....		17,625,404	162,510,200	288,020,442
剩餘.....		1,624,992	100,000	64,150,163
遠景總計.....	133	19,250,396	162,610,200	352,170,605

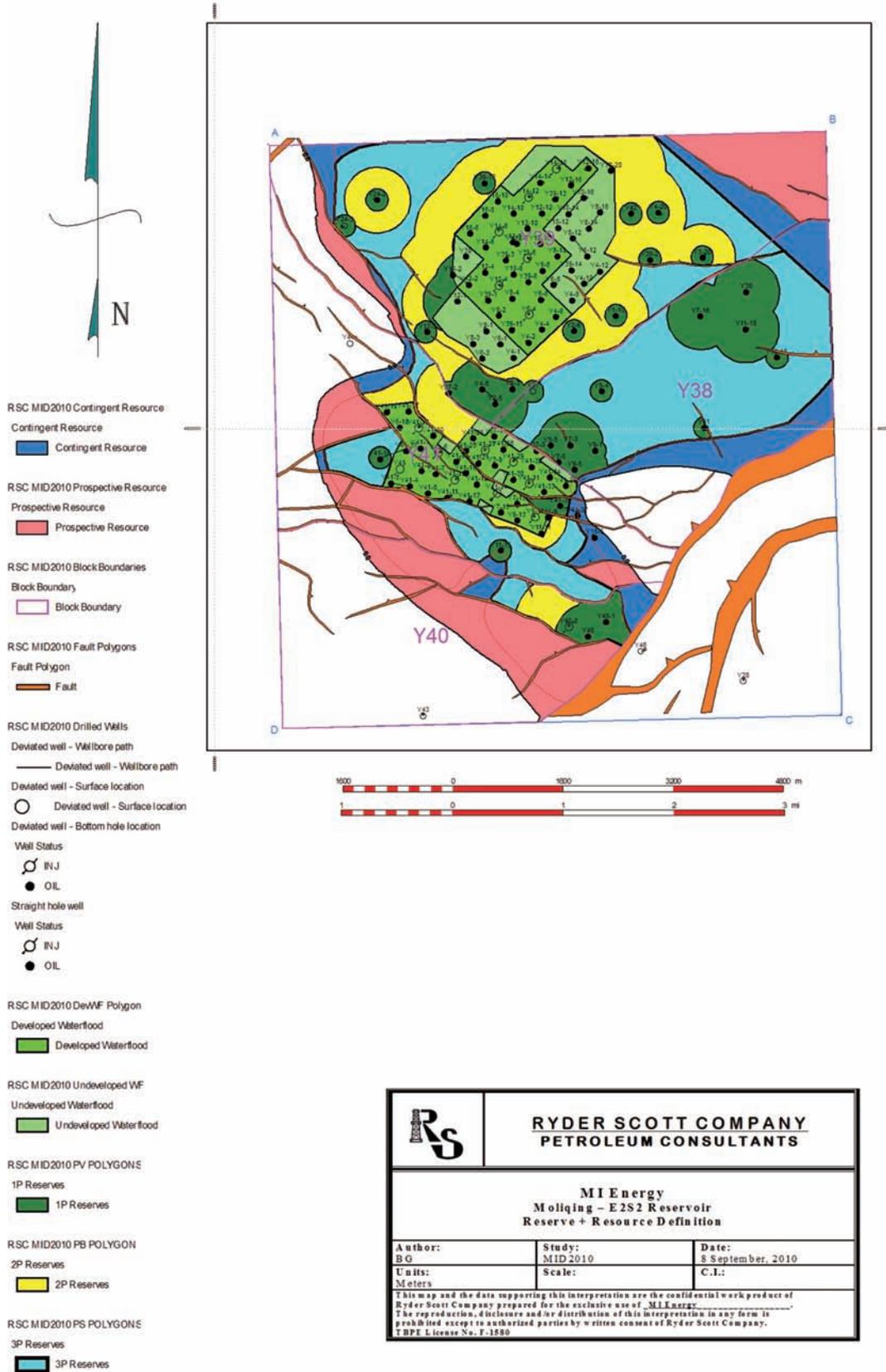
附錄五

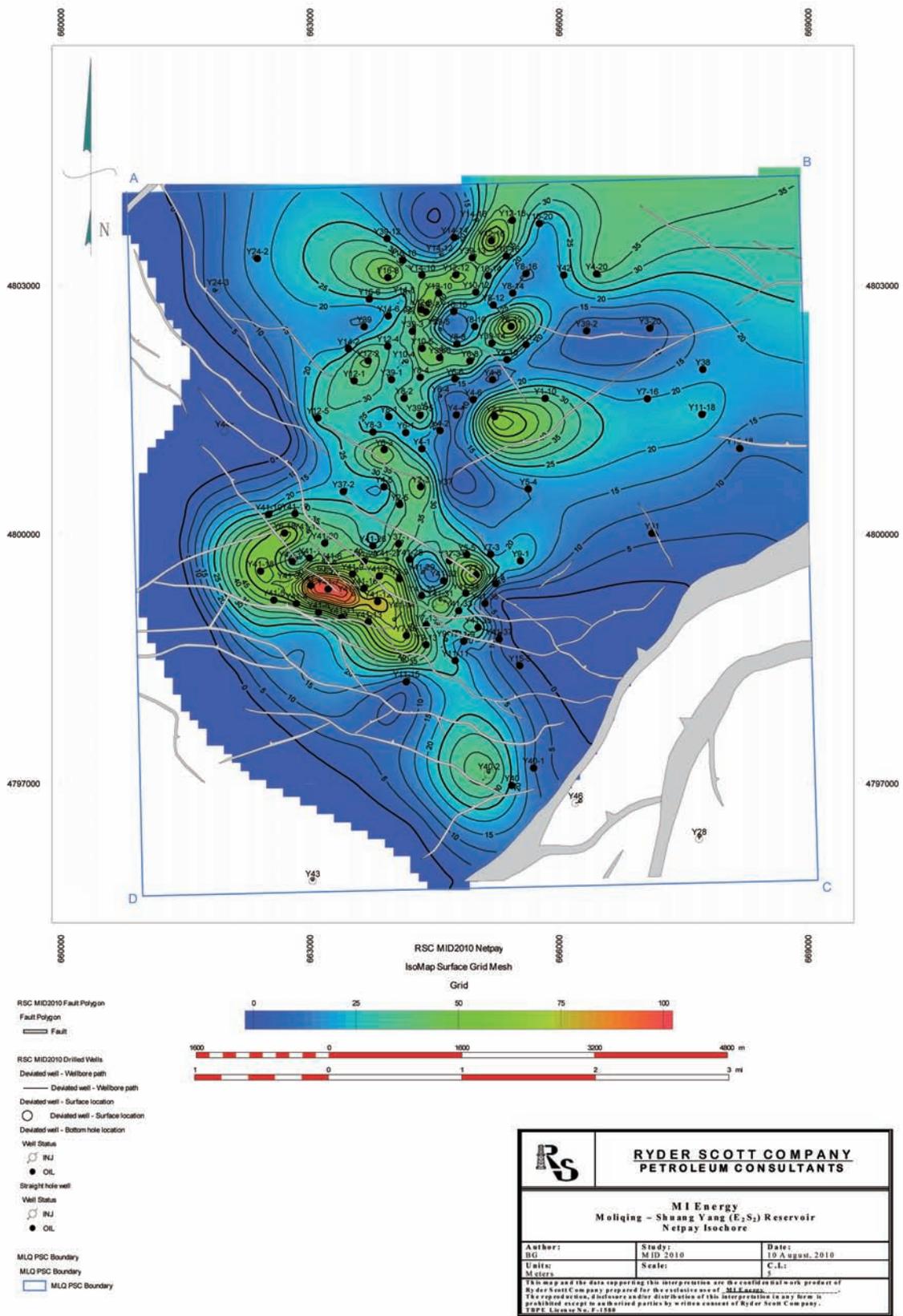
獨立技術報告

年度	莫里青油田 – 3P			
	鑽井數	總產量 (桶)	總開發費用 (美元)	總操作費用 (美元)
二零一零年.....	20	563,927	23,217,600	7,913,391
二零一一年.....	41	1,332,887	49,012,600	17,951,532
二零一二年.....	36	1,727,515	46,985,400	21,434,555
二零一三年.....	57	2,074,016	65,440,200	24,972,600
二零一四年.....	46	2,354,181	53,540,600	27,904,838
二零一五年.....	50	2,577,231	58,115,000	30,763,723
二零一六年.....	26	2,710,673	32,333,600	32,715,823
二零一七年.....	0	2,576,893	0	31,571,597
二零一八年.....	0	2,316,088	0	30,435,648
二零一九年.....	0	2,062,976	0	29,405,342
二零二零年.....	0	1,833,162	0	28,474,932
二零二一年.....	0	1,620,405	0	27,416,831
二零二二年.....	0	1,437,148	0	26,632,518
二零二三年.....	0	1,275,678	0	25,976,801
二零二四年.....	0	1,135,502	0	25,379,008
小計.....		27,598,282	328,645,000	388,949,139
剩餘.....		3,375,219	100,000	93,486,571
遠景總計.....	276	30,973,501	328,745,000	482,435,710



	RYDER SCOTT COMPANY PETROLEUM CONSULTANTS	
	MI Energy Moliqing - PSC Base Map	
Author: BG	Study: MID2010	Date: 2 September, 2010
Units: Meters	Scale:	C.L.:
<small> This map and the data supporting this interpretation are the confidential work product of Ryder Scott Company prepared for the exclusive use of MI Energy. The reproduction, disclosure and/or distribution of this interpretation in any form is prohibited except to authorized parties by written consent of Ryder Scott Company. TBP License No. P-1550 </small>		





經濟性綜述

用於此評價的經濟性參數匯總於經濟參數表。請注意，表中所有的貨幣單位採用美元，且經濟性評價也基於美元貨幣做出。

操作費用根據作業者提供的數據確定。這些數據包括聯合賬、預算文件、協議和作業者估算數據。

根據我們預測，探明含油面積在合同到期前就會變得不經濟。然而，淨棄置井成本通常不高，故此評價報告中未涉及棄置井費用。

此報告未涉及可能存在的環境責任。此外，雷德斯考特也未派員針對此目的開展現場檢查。

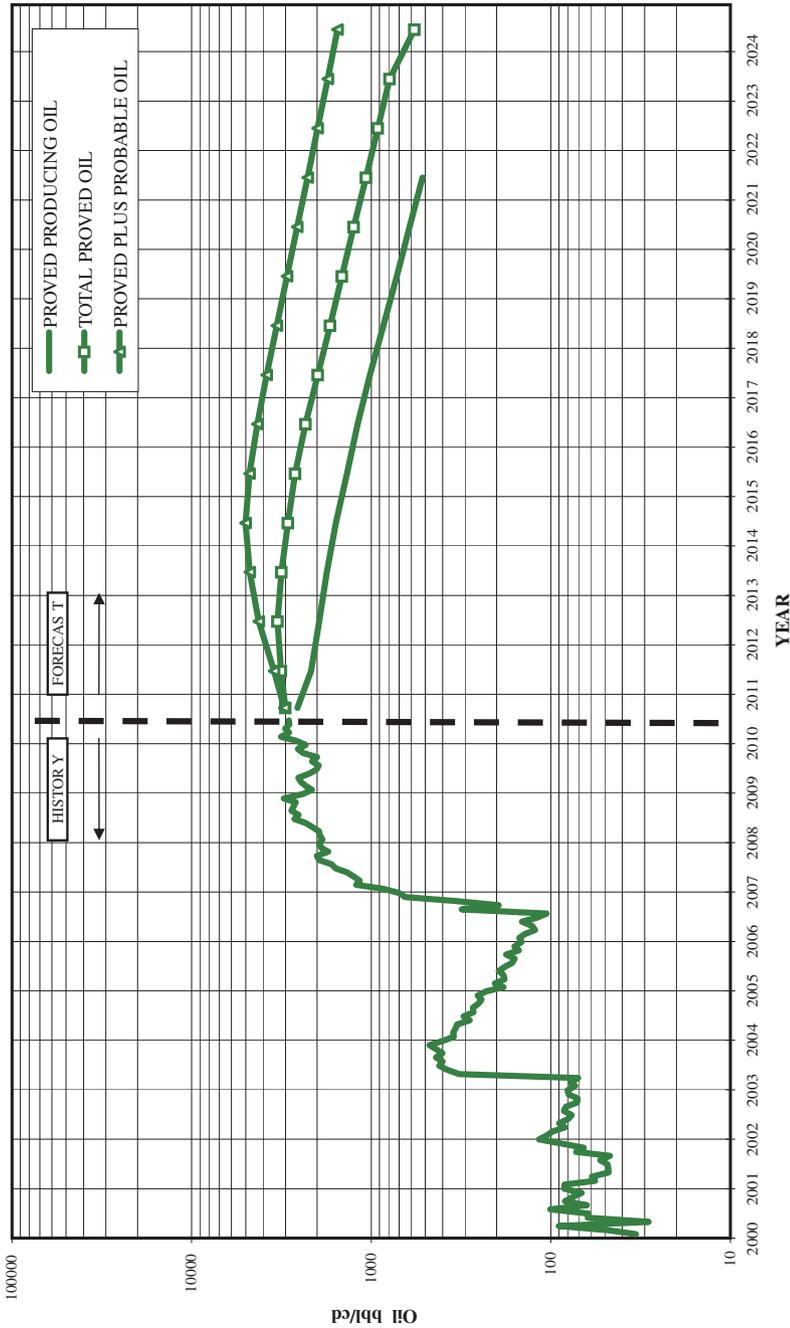
MI能源公司
中國吉林省莫里青產品分成合同
租賃石油總儲量摘要
二零一零年六月三十日
油田總量

Pool	Well Name	Class	Status	Resv Method	Area ac	NetPay m	hcupv m	RockVol ac-ft	HCPV MBbl	OOIP		RF %	EUR		Cum MSTB	Rem MSTB	FINAL	
										MSTB	MSTB		MSTB	MSTB			Prod	Inj
DevWFArea1	Producing wells	Proved	PD	vol/perf	1,126	31.7	2.6	117,005	75,306	64,975	9.8%	6,360	2,281	4,080	50	12		
DevWFArea1	Producing wells	T1P	PD&NP	vol/perf	1,126	37.9	3.1	139,954	90,081	77,723	9.8%	7,597	2,281	5,316	47	16		
DevWFArea1	Producing wells	T2P	PD&NP	vol/perf	1,126	37.9	3.1	139,954	90,081	77,723	12.7%	9,876	2,281	7,595	47	16		
DevWFArea1	Producing wells	T3P	PD&NP	vol/perf	1,126	37.9	3.1	139,954	90,081	77,723	15.9%	12,345	2,281	10,064	47	16		
DevWFArea2	Producing wells	Proved	PD	vol/perf	215	28.5	2.6	20,120	14,105	12,170	9.7%	1,184	271	914	12	3		
DevWFArea2	Producing wells	T1P	PD&NP	vol/perf	215	34.5	3.1	24,381	17,092	14,747	9.7%	1,435	271	1,164	11	4		
DevWFArea2	Producing wells	T2P	PD&NP	vol/perf	215	34.5	3.1	24,381	17,092	14,747	12.2%	1,799	271	1,529	11	4		
DevWFArea2	Producing wells	T3P	PD&NP	vol/perf	215	34.5	3.1	24,381	17,092	14,747	15.3%	2,249	271	1,978	11	4		
DevWFArea	Producing wells	Proved	PD	vol/perf	1,341	31.2	2.6	137,126	89,411	77,145	9.8%	7,545	2,551	4,994	62	15		
DevWFArea	Producing wells	T1P	PD&NP	vol/perf	1,341	37.4	3.1	164,335	107,173	92,470	9.8%	9,032	2,551	6,481	58	19		
DevWFArea	Producing wells	T2P	PD&NP	vol/perf	1,341	37.4	3.1	164,335	107,173	92,470	12.6%	11,675	2,551	9,124	58	19		
DevWFArea	Producing wells	T3P	PD&NP	vol/perf	1,341	37.4	3.1	164,335	107,173	92,470	15.8%	14,594	2,551	12,043	58	19		
UndWFArea	Producing wells	Proved	PD	vol/perf	420	20.5	1.7	28,288	17,735	15,302	8.4%	1,282	450	833	21	-		
UndWFArea	Producing wells	T1P	PD&BP	vol/perf	420	24.9	2.0	34,278	21,490	18,542	8.4%	1,554	450	1,104	21	-		
UndWFArea	NewDrill PNP	T1P	NP	Vol	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
UndWFArea	Primary Locations	Proved	UD	Vol	323	28.9	2.4	30,601	19,850	17,127	7.1%	1,224	-	1,224	16	-		
UndWFArea	Total Primary	Proved	PD&NP&UD	Vol	743	26.6	2.2	64,879	41,340	35,669	7.8%	2,778	450	2,328	37	-		
UndWFArea	Total Waterflood	T1P	PD&NP&UD	Vol	743	26.6	2.2	64,879	41,340	35,669	10.2%	3,644	450	3,194	28	9		
UndWFArea	Total Waterflood	T2P	PD&NP&UD	Vol	743	26.6	2.2	64,879	41,340	35,669	13.3%	4,746	450	4,296	28	9		
UndWFArea	Total Waterflood	T3P	PD&NP&UD	Vol	743	26.6	2.2	64,879	41,340	35,669	16.6%	5,933	450	5,483	28	9		
PvPrimArea	Producing wells	Proved	PD	vol/perf	675	14.6	1.3	32,410	22,667	19,557	4.3%	846	458	388	29	1		
PvPrimArea	Producing wells	T1P	PD&BP	vol/perf	675	22.6	2.0	50,002	34,938	30,145	4.1%	1,240	458	783	29	1		
PvPrimArea	NewDrill PNP	T1P	NP	Vol	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PvPrimArea	Primary Locations	Proved	UD	Vol	588	20.7	1.9	39,860	28,736	24,794	5.0%	1,240	-	1,240	29	-		
PvPrimArea	Total Primary	T1P	PD&NP&UD	Vol	1,263	21.7	2.0	89,862	63,674	54,939	4.5%	2,480	458	2,023	58	1		
Mapped PV Area	Block Total	T1P	PD&NP&UD	Vol	3,347	29.1	2.5	319,075	212,187	183,078	8.3%	15,156	3,458	11,698	144	30		
Mapped PV Area	Block Total	T2P	PD&NP&UD	Vol	3,347	29.1	2.5	319,075	212,187	183,078	10.3%	18,901	3,458	15,443	144	30		
Mapped PV Area	Block Total	T3P	PD&NP&UD	Vol	3,347	29.1	2.5	319,075	212,187	183,078	12.6%	23,007	3,458	19,548	144	30		
Mapped PB Area	Primary Locations	Probable	UD	Vol	1,774	23.6	2.0	137,064	90,222	77,845	7.4%	5,786	-	5,786	89	-		
Mapped PS Area	Primary Locations	Possible	UD	Vol	2,863	18.6	1.6	174,927	119,781	103,348	10.0%	10,335	-	10,335	143	-		
Total Mapped Area	Block Total	Proved	PD	vol/perf	2,436	24.8	2.1	197,824	129,813	112,005	8.6%	9,673	3,458	6,214	112	16		
Total Mapped Area	Block Total	T1P	PD&NP	vol/perf	2,436	31.1	2.6	248,614	163,601	141,157	8.4%	11,826	3,458	8,368	108	20		
Total Mapped Area	Block Total	T1P	PD&NP&UD	vol/perf	3,347	29.1	2.5	319,075	212,187	183,078	8.3%	15,156	3,458	11,698	144	30		
Total Mapped Area	Block Total	T2P	PD&NP&UD	vol/perf	5,121	27.2	2.3	456,139	302,410	260,923	9.5%	24,687	3,458	21,228	233	30		
Total Mapped Area	Block Total	T3P	PD&NP&UD	vol/perf	7,984	24.1	2.1	631,067	422,191	364,271	10.7%	39,127	3,458	35,669	376	30		

本表內的數據為各區塊參數及計算的總和。

MI 能源公司
資產石油總產量歷史與預測

莫里青
二零一零年六月三十日



25.7 業務：

MI能源簽署了中國東北部大安、莫里青和廟3三個油田的產品分成合同，持有外國合同者權益的90%。目前業務主要是開發這些油田，對新的採油井和注水井開展鑽完井作業，安裝相關設施，並對老井和二零零一年後的新井進行作業。

MI能源計劃在今後五年新鑽1,880口井以開發上文所述的探明、概算和可能儲量。根據目前動用的探明儲量數據以及當前的原油價格，這些產品分成合同將在許多年內產生大量的正現金流，詳見執行概要一節中的現金流預測。

公司擁有一支由中國和美國專業技術人員組成的經驗豐富、實力強大的技術團隊。在過去四年中，我們與這支團隊中許多成員在編製本報告和先前儲量報告時並肩工作，發現他們具有十分豐富的石油工程和地質專業知識。

公司在過去幾年里成功按照其計劃開發這些油田，這些合同下未來的開發和作業活動基本上是過去相同工作的延續。

附錄五

獨立技術報告

25.8 經濟評價：常量



MI ENERGY HOLDINGS CORPORATION
ESTIMATED FUTURE RESERVES AND INCOME ATTRIBUTABLE TO CERTAIN INTERESTS DERIVED THROUGH PRODUCTION SHARING CONTRACTS
CURRENCY: USD PRICE SCENARIO: CONSTANT
AS OF JUNE 30, 2010

TABLE 1

GRAND SUMMARY		REVENUE INTEREST						PRODUCT PRICES			TOTAL PROVED ALL CATEGORIES	
		Expense Interest	Oil/Condensate	Plant Products	Gas	Oil/Cond (\$/bbl)	Pit. Prod (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)	DISCOUNTED FUTURE NET INCOME - \$ COMPOUNDED MONTHLY			
INITIAL REMARKS									5.00%	718,504,263		
									8.00%	618,344,379		
									10.00%	562,384,646		
									15.00%	451,286,824		
									20.00%	370,315,437		

Year	Number of Wells	ESTIMATED 8/8THS PRODUCTION			COMPANY NET PRODUCTION			AVERAGE PRICES		
		Oil/Cond (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Gas (MMcf)	Oil/Cond (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Sales Gas (MMcf)	Oil/Cond (\$/bbl)	Pit Prod (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)
2010	1,604	3,607,477	0	0	1,536,880	0	0	73.35	0.00	0.00
2011	1,899	6,934,280	0	0	3,485,108	0	0	73.35	0.00	0.00
2012	2,087	7,081,216	0	0	3,298,054	0	0	73.35	0.00	0.00
2013	2,184	7,307,229	0	0	2,972,480	0	0	73.35	0.00	0.00
2014	2,076	7,087,480	0	0	2,669,994	0	0	73.35	0.00	0.00
2015	2,076	6,508,307	0	0	2,454,997	0	0	73.35	0.00	0.00
2016	2,073	5,916,862	0	0	2,229,475	0	0	73.35	0.00	0.00
2017	2,062	5,263,001	0	0	1,986,750	0	0	73.35	0.00	0.00
2018	2,048	4,702,858	0	0	1,778,585	0	0	73.35	0.00	0.00
2019	2,044	4,195,778	0	0	1,587,115	0	0	73.35	0.00	0.00
2020	2,032	3,697,746	0	0	1,398,885	0	0	73.35	0.00	0.00
2021	2,027	3,222,919	0	0	1,219,360	0	0	73.35	0.00	0.00
2022	2,026	2,813,415	0	0	1,064,509	0	0	73.35	0.00	0.00
2023	1,986	2,452,819	0	0	928,124	0	0	73.35	0.00	0.00
2024	1,984	2,103,732	0	0	798,446	0	0	73.35	0.00	0.00
Sub-Total		72,895,119	0	0	29,408,762	0	0	73.35	0.00	0.00
Remainder		0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
Total Future		72,895,119	0	0	29,408,762	0	0	73.35	0.00	0.00
Cumulative Ultimate		25,748,489	0	358	98,643,608	0	358			

Year	COMPANY FUTURE GROSS REVENUE (FGR) - \$					PRODUCTION TAXES - \$			FGR AFTER PRODUCTION TAXES - \$
	From Oil/Condensate	From Plant Products	From Gas	Other	Total	Oil/Condensate	EPT	Gas	
2010	112,730,123	0	0	0	112,730,123	0	16,481,180	0	96,248,944
2011	255,632,707	0	0	0	255,632,707	0	37,355,886	0	218,276,821
2012	241,912,229	0	0	0	241,912,229	0	35,592,126	0	206,320,104
2013	218,031,434	0	0	0	218,031,434	0	32,047,358	0	185,984,076
2014	195,844,038	0	0	0	195,844,038	0	28,785,984	0	167,058,054
2015	180,074,031	0	0	0	180,074,031	0	26,495,041	0	153,578,989
2016	163,531,958	0	0	0	163,531,958	0	24,088,901	0	139,443,057
2017	145,728,128	0	0	0	145,728,128	0	21,501,129	0	124,226,999
2018	130,459,198	0	0	0	130,459,198	0	19,279,860	0	111,179,338
2019	116,414,913	0	0	0	116,414,913	0	17,204,331	0	99,210,582
2020	102,608,241	0	0	0	102,608,241	0	15,163,917	0	87,444,324
2021	89,440,077	0	0	0	89,440,077	0	13,217,865	0	76,222,211
2022	78,081,719	0	0	0	78,081,719	0	11,539,275	0	66,542,444
2023	68,077,909	0	0	0	68,077,909	0	10,060,866	0	58,017,043
2024	58,565,990	0	0	0	58,565,990	0	8,655,151	0	49,910,839
Sub-Total	2,157,132,696	0	0	0	2,157,132,696	0	317,468,871	0	1,839,663,825
Remainder	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Future	2,157,132,696	0	0	0	2,157,132,696	0	317,468,871	0	1,839,663,825

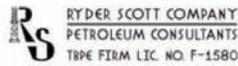
Year	DEDUCTIONS - \$					FUTURE NET INCOME AFTER INCOME TAXES - \$		
	Operating Costs	Tariff/Other Costs	Development Costs	Federal Income Tax	Total	Undiscounted		Discounted @ 10.00 %
2010	15,002,104	2,320,283	23,185,980	12,814,130	53,322,498	42,926,446	42,926,446	42,166,985
2011	35,699,987	6,181,767	114,199,200	28,504,550	184,585,504	33,691,316	76,617,762	32,074,442
2012	35,540,513	5,377,818	69,974,820	22,782,865	133,676,017	72,644,087	149,261,849	61,036,722
2013	31,381,742	4,488,830	32,972,220	16,339,657	85,182,449	100,801,626	250,063,476	75,605,326
2014	26,680,349	3,615,421	841,500	12,899,552	44,036,822	123,021,232	373,084,708	83,044,676
2015	26,472,394	3,388,205	841,500	11,148,757	41,850,856	111,728,134	484,812,842	68,283,409
2016	26,081,775	3,134,495	0	11,841,578	41,057,848	98,385,209	583,198,051	54,485,803
2017	25,669,663	2,872,106	0	12,878,657	41,420,426	82,806,573	666,004,623	41,575,120
2018	25,348,639	2,647,993	0	14,302,817	42,299,449	68,879,889	734,884,513	31,381,693
2019	25,089,349	2,444,165	0	15,868,684	43,402,198	55,808,385	790,692,897	23,103,174
2020	24,832,427	2,243,719	0	15,219,353	42,295,500	45,148,824	835,841,721	16,963,630
2021	24,533,905	2,050,784	0	13,439,557	40,024,246	36,197,965	872,039,686	12,330,186
2022	24,263,066	1,883,925	0	10,952,530	37,099,522	29,442,922	901,482,609	9,080,763
2023	23,937,290	1,734,098	0	8,790,174	34,461,562	23,555,482	925,038,090	6,578,156
2024	22,880,073	1,565,146	90,000	6,854,137	31,389,355	18,521,484	943,559,574	4,684,562
Sub-Total	393,413,276	45,948,758	242,105,220	214,636,997	896,104,251	943,559,574	943,559,574	562,384,646
Remainder	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Future	393,413,276	45,948,758	242,105,220	214,636,997	896,104,251	943,559,574	943,559,574	562,384,646

Life of summary is: 14.51 years.

These data are part of a Ryder Scott report and are subject to the conditions in the text of the report.

附錄五

獨立技術報告



MI ENERGY HOLDINGS CORPORATION
ESTIMATED FUTURE RESERVES AND INCOME ATTRIBUTABLE TO CERTAIN INTERESTS DERIVED THROUGH PRODUCTION SHARING CONTRACTS
CURRENCY: USD PRICE SCENARIO: CONSTANT
AS OF JUNE 30, 2010

TABLE 2

GRAND SUMMARY		REVENUE INTEREST						PRODUCT PRICES			TOTAL PROBABLE ALL CATEGORIES	
INITIAL FINAL REMARKS	Expense Interest	REVENUE INTEREST			PRODUCT PRICES			DISCOUNTED FUTURE NET INCOME - \$ COMPOUNDED MONTHLY				
		Oil/Condensate	Plant Products	Gas	Oil/Cond (\$/bbl)	Pit Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)	5.00%	198,991,203			
								8.00%	130,162,168			
								10.00%	95,152,432			
								15.00%	34,468,686			
								20.00%	-724,613			

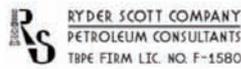
Year	Number of Wells	ESTIMATED 8/8THS PRODUCTION			COMPANY NET PRODUCTION			AVERAGE PRICES		
		Oil/Cond (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Gas (MMcf)	Oil/Cond (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Sales Gas (MMcf)	Oil/Cond (\$/bbl)	Pit Prod (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)
2010	3	63,739	0	0	28,512	0	0	73.35	0.00	0.00
2011	24	474,830	0	0	228,834	0	0	73.35	0.00	0.00
2012	220	1,198,048	0	0	947,622	0	0	73.35	0.00	0.00
2013	572	2,254,360	0	0	1,738,356	0	0	73.35	0.00	0.00
2014	843	3,332,909	0	0	1,729,424	0	0	73.35	0.00	0.00
2015	884	3,850,620	0	0	1,524,654	0	0	73.35	0.00	0.00
2016	881	3,973,045	0	0	1,475,610	0	0	73.35	0.00	0.00
2017	878	3,942,227	0	0	1,464,376	0	0	73.35	0.00	0.00
2018	878	3,749,287	0	0	1,394,466	0	0	73.35	0.00	0.00
2019	781	3,561,172	0	0	1,326,238	0	0	73.35	0.00	0.00
2020	781	3,412,463	0	0	1,274,423	0	0	73.35	0.00	0.00
2021	781	3,257,622	0	0	1,220,191	0	0	73.35	0.00	0.00
2022	781	3,095,376	0	0	1,162,744	0	0	73.35	0.00	0.00
2023	821	2,933,335	0	0	1,105,037	0	0	73.35	0.00	0.00
2024	821	2,795,768	0	0	1,053,949	0	0	73.35	0.00	0.00
Sub-Total		41,894,800	0	0	17,674,437	0	0	73.35	0.00	0.00
Remainder		1,624,992	0	0	596,350	0	0	73.35	0.00	0.00
Total Future		43,519,792	0	0	18,270,787	0	0	73.35	0.00	0.00
Cumulative Ultimate		0	0	262	0	0	0	0	0	0

Year	COMPANY FUTURE GROSS REVENUE (FGR) - \$				PRODUCTION TAXES - \$			FGR AFTER PRODUCTION TAXES - \$
	From Oil/Condensate	From Plant Products	From Gas	Other	Oil/Condensate	EPT	Gas	
2010	2,091,343	0	0	0	0	309,068	0	1,782,274
2011	16,785,008	0	0	0	0	2,448,586	0	14,336,422
2012	69,508,065	0	0	0	0	10,172,364	0	59,335,701
2013	127,508,401	0	0	0	0	18,646,205	0	108,862,197
2014	126,853,237	0	0	0	0	18,494,644	0	108,358,593
2015	111,833,357	0	0	0	0	16,254,333	0	95,579,024
2016	108,236,011	0	0	0	0	15,739,481	0	92,496,530
2017	107,412,011	0	0	0	0	15,614,389	0	91,797,622
2018	102,284,108	0	0	0	0	14,861,946	0	87,422,162
2019	97,279,558	0	0	0	0	14,166,034	0	83,113,524
2020	93,478,940	0	0	0	0	13,646,487	0	79,832,452
2021	89,500,991	0	0	0	0	13,100,332	0	76,400,658
2022	85,287,294	0	0	0	0	12,516,108	0	72,771,186
2023	81,054,493	0	0	0	0	11,926,209	0	69,128,284
2024	77,307,166	0	0	0	0	11,406,194	0	65,900,972
Sub-Total	1,296,419,982	0	0	0	0	189,302,380	0	1,107,117,602
Remainder	43,742,280	0	0	0	0	6,464,435	0	37,277,845
Total Future	1,340,162,262	0	0	0	0	195,766,815	0	1,144,395,447

Year	DEDUCTIONS - \$					FUTURE NET INCOME AFTER INCOME TAXES - \$		
	Operating Costs	Tariff/Other Costs	Development Costs	Federal Income Tax	Total	Undiscounted		Discounted @ 10.00%
2010	65,394	39,807	584,280	8,984,006	9,673,487	-7,891,213	-7,891,213	-7,520,964
2011	545,131	476,111	15,134,040	20,527,959	36,683,241	-22,346,819	-30,238,031	-19,227,933
2012	5,840,184	2,206,290	74,892,380	29,151,718	112,090,573	-52,754,872	-82,992,904	-42,207,180
2013	12,521,337	4,068,965	136,532,840	37,690,242	190,813,385	-81,951,188	-164,944,092	-59,085,491
2014	13,688,268	3,186,908	73,030,520	31,992,993	121,898,688	-13,540,095	-178,484,186	-7,585,995
2015	10,155,177	2,064,028	13,297,320	26,143,089	51,659,614	43,919,410	-134,564,776	27,514,069
2016	8,927,758	1,804,472	0	21,002,785	31,735,014	60,761,516	-73,803,260	33,942,410
2017	8,794,919	1,789,308	0	15,867,727	26,451,954	65,345,668	-8,457,592	32,900,093
2018	7,126,208	1,661,849	90,000	11,172,888	20,050,945	67,371,217	58,913,625	30,606,884
2019	6,780,751	1,581,938	0	9,923,850	18,286,539	64,826,984	123,740,609	26,650,059
2020	6,703,624	1,525,687	0	11,680,871	19,910,181	59,922,271	183,662,880	22,337,284
2021	6,630,094	1,466,969	0	15,540,875	23,637,939	52,762,720	236,425,600	17,883,606
2022	6,639,138	1,407,616	0	17,116,727	25,163,481	47,607,705	284,033,305	14,651,466
2023	6,750,915	1,351,287	0	16,586,276	24,688,478	44,439,806	328,473,111	12,389,461
2024	7,617,819	1,328,320	-90,000	15,556,325	24,412,465	41,488,507	369,961,618	10,471,061
Sub-Total	108,786,716	25,959,555	313,471,381	288,938,332	737,155,984	369,961,618	376,834,051	93,718,832
Remainder	26,283,903	1,471,953	90,000	2,559,556	30,405,412	6,872,433	0	1,433,600
Total Future	135,070,619	27,431,508	313,561,381	291,497,888	767,561,396	376,834,051	376,834,051	95,152,432

Life of summary is: 18.51 years.

These data are part of a Ryder Scott report and are subject to the conditions in the text of the report.



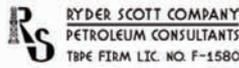
MI ENERGY HOLDINGS CORPORATION
ESTIMATED FUTURE RESERVES AND INCOME ATTRIBUTABLE TO CERTAIN INTERESTS DERIVED THROUGH PRODUCTION SHARING CONTRACTS
CURRENCY: USD PRICE SCENARIO: CONSTANT
AS OF JUNE 30, 2010

TABLE 3

GRAND SUMMARY										TOTAL POSSIBLE ALL CATEGORIES		
INITIAL FINAL REMARKS	REVENUE INTEREST						PRODUCT PRICES			DISCOUNTED FUTURE NET INCOME - \$ COMPOUNDED MONTHLY		
	Expense Interest	Oil/Condensate	Plant Products	Gas	Oil/Cond (\$/bbl)	Plt. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)	5.00 %	8.00 %	10.00 %	15.00 %	20.00 %
								191,550,530	134,148,791	105,307,373	55,952,472	27,650,231
ESTIMATED 8/8THS PRODUCTION												
Year	Number of Wells	Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Gas (MMcf)	Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Sales Gas (MMcf)	Oil/Cond. (\$/bbl)	Plt. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)		
2010	2	27,431	0	0	14,842	0	0	73.35	0.00	0.00		
2011	10	180,897	0	0	92,725	0	0	73.35	0.00	0.00		
2012	24	426,988	0	0	214,452	0	0	73.35	0.00	0.00		
2013	59	791,545	0	0	557,145	0	0	73.35	0.00	0.00		
2014	328	1,532,789	0	0	1,125,149	0	0	73.35	0.00	0.00		
2015	458	2,211,821	0	0	1,284,119	0	0	73.35	0.00	0.00		
2016	484	2,726,803	0	0	1,188,610	0	0	73.35	0.00	0.00		
2017	484	2,974,523	0	0	1,090,946	0	0	73.35	0.00	0.00		
2018	484	3,074,525	0	0	1,130,225	0	0	73.35	0.00	0.00		
2019	581	3,047,501	0	0	1,125,942	0	0	73.35	0.00	0.00		
2020	581	3,010,083	0	0	1,117,638	0	0	73.35	0.00	0.00		
2021	484	2,835,232	0	0	1,050,873	0	0	73.35	0.00	0.00		
2022	484	2,685,577	0	0	995,663	0	0	73.35	0.00	0.00		
2023	484	2,546,555	0	0	944,395	0	0	73.35	0.00	0.00		
2024	484	2,407,962	0	0	893,155	0	0	73.35	0.00	0.00		
Sub-Total		30,480,334	0	0	12,825,878	0	0	73.35	0.00	0.00		
Remainder		1,750,227	0	0	640,148	0	0	73.35	0.00	0.00		
Total Future		32,230,561	0	0	13,466,026	0	0	73.35	0.00	0.00		
Cumulative Ultimate		0	0	-262								
		32,230,561	0	-262								
COMPANY FUTURE GROSS REVENUE (FGR) - \$												
Year	From Oil/Condensate	From Plant Products	From Gas	Other	Total	Oil/Condensate	EPT	Gas	FGR AFTER PRODUCTION TAXES - \$			
2010	1,088,689	0	0	0	1,088,689	0	160,891	0	927,797			
2011	6,801,356	0	0	0	6,801,356	0	997,943	0	5,803,413			
2012	15,730,028	0	0	0	15,730,028	0	2,306,546	0	13,423,482			
2013	40,866,557	0	0	0	40,866,557	0	5,997,700	0	34,868,857			
2014	82,529,656	0	0	0	82,529,656	0	11,968,223	0	70,561,434			
2015	94,190,154	0	0	0	94,190,154	0	13,678,708	0	80,511,446			
2016	87,184,566	0	0	0	87,184,566	0	12,635,753	0	74,548,813			
2017	80,020,889	0	0	0	80,020,889	0	11,582,497	0	68,438,392			
2018	82,902,017	0	0	0	82,902,017	0	12,028,226	0	70,873,791			
2019	82,587,809	0	0	0	82,587,809	0	12,011,537	0	70,576,272			
2020	81,978,761	0	0	0	81,978,761	0	11,948,452	0	70,030,309			
2021	77,081,538	0	0	0	77,081,538	0	11,225,441	0	65,856,097			
2022	73,031,855	0	0	0	73,031,855	0	10,632,189	0	62,399,666			
2023	69,271,370	0	0	0	69,271,370	0	10,081,474	0	59,189,896			
2024	65,512,915	0	0	0	65,512,915	0	9,531,753	0	55,981,162			
Sub-Total	940,778,161	0	0	0	940,778,161	0	136,787,333	0	803,990,828			
Remainder	46,954,846	0	0	0	46,954,846	0	6,939,203	0	40,015,643			
Total Future	987,733,007	0	0	0	987,733,007	0	143,726,536	0	844,006,471			
DEDUCTIONS - \$												
Year	Operating Costs	Tariff/Other Costs	Development Costs	Federal Income Tax	Total	FUTURE NET INCOME AFTER INCOME TAXES - \$						
						Undiscounted Annual	Undiscounted Cumulative	Discounted @ 10.00 %				
2010	48,554	16,169	0	237,632	302,354	625,443	625,443	609,846				
2011	332,862	232,283	8,233,920	1,326,858	10,125,924	-4,322,511	-3,697,067	-3,838,645				
2012	895,560	467,590	14,409,360	2,787,386	18,559,896	-5,136,413	-8,833,481	-4,158,677				
2013	3,344,216	1,089,504	30,348,900	6,789,355	41,571,975	-6,703,119	-15,536,599	-4,890,742				
2014	6,270,946	2,769,927	96,924,440	14,263,755	120,229,068	-49,667,634	-65,204,234	-32,643,186				
2015	9,252,985	2,670,834	76,201,160	12,387,716	100,512,696	-20,001,249	-85,205,483	-11,494,139				
2016	8,323,558	1,872,030	29,100,240	9,241,840	48,537,468	26,011,346	-59,194,137	14,664,557				
2017	6,250,182	1,323,222	0	7,628,440	15,201,845	53,236,547	-5,957,590	26,669,139				
2018	7,681,873	1,411,833	-90,000	7,885,456	16,889,162	53,984,629	48,027,039	24,499,053				
2019	7,807,125	1,409,217	0	8,063,372	17,279,714	53,296,558	101,323,597	21,897,611				
2020	7,488,201	1,387,853	90,000	8,491,921	17,457,974	52,572,334	153,895,931	19,563,758				
2021	5,771,397	1,265,528	0	8,932,724	15,969,649	49,886,449	203,782,380	16,822,723				
2022	5,628,393	1,204,822	0	11,410,845	18,244,060	44,155,606	247,937,986	13,527,177				
2023	5,496,313	1,148,546	0	13,231,940	19,876,798	39,313,098	287,251,084	10,941,261				
2024	5,372,865	1,092,635	0	13,415,092	19,880,591	36,100,571	323,351,655	9,110,290				
Sub-Total	79,965,030	19,361,992	255,218,020	126,094,131	480,639,173	323,351,655		101,280,024				
Remainder	11,561,467	1,034,616	0	7,467,658	20,053,742	19,961,901	343,313,556	4,027,349				
Total Future	91,526,497	20,396,609	255,218,020	133,561,789	500,692,915	343,313,556		105,307,373				

Life of summary is: 18.51 years.

These data are part of a Ryder Scott report and are subject to the conditions in the text of the report.



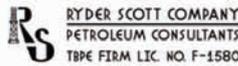
MI ENERGY HOLDINGS CORPORATION
ESTIMATED FUTURE RESERVES AND INCOME ATTRIBUTABLE TO CERTAIN
INTERESTS DERIVED THROUGH PRODUCTION SHARING CONTRACTS
CURRENCY: USD PRICE SCENARIO: CONSTANT
AS OF JUNE 30, 2010

TABLE 4

PV+PB SUMMARY		REVENUE INTEREST						PRODUCT PRICES			DISCOUNTED FUTURE NET INCOME - \$ COMPOUNDED MONTHLY	
PV+PB		Oil/Condensate	Plant Products	Gas	Oil/Cond (\$/bbl)	Plt. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)	5.00%		8.00%		
INITIAL FINAL REMARKS		Expense Interest						917,495,466	748,506,547	657,537,078	485,755,510	
		THIS SUMMARY REPRESENTS NON-RISKED PROVED + PROBABLE										
								10.00%		369,590,824		
								15.00%				
								20.00%				
		ESTIMATED 8/8THS PRODUCTION			COMPANY NET PRODUCTION			AVERAGE PRICES				
Year	Number of Wells	Oil/Cond (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Gas (MMcf)	Oil/Cond (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Sales Gas (MMcf)	Oil/Cond (\$/bbl)	Plt Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)		
2010	1,607	3,671,216	0	0	1,565,391	0	0	73.35	0.00	0.00		
2011	1,923	7,409,110	0	0	3,713,943	0	0	73.35	0.00	0.00		
2012	2,307	8,279,264	0	0	4,245,675	0	0	73.35	0.00	0.00		
2013	2,756	9,561,589	0	0	4,710,836	0	0	73.35	0.00	0.00		
2014	2,919	10,420,389	0	0	4,399,418	0	0	73.35	0.00	0.00		
2015	2,960	10,358,926	0	0	3,979,651	0	0	73.35	0.00	0.00		
2016	2,954	9,889,907	0	0	3,705,085	0	0	73.35	0.00	0.00		
2017	2,940	9,205,228	0	0	3,451,127	0	0	73.35	0.00	0.00		
2018	2,926	8,452,144	0	0	3,173,051	0	0	73.35	0.00	0.00		
2019	2,825	7,756,951	0	0	2,913,353	0	0	73.35	0.00	0.00		
2020	2,813	7,110,209	0	0	2,673,309	0	0	73.35	0.00	0.00		
2021	2,808	6,480,541	0	0	2,439,551	0	0	73.35	0.00	0.00		
2022	2,807	5,908,791	0	0	2,227,253	0	0	73.35	0.00	0.00		
2023	2,807	5,386,153	0	0	2,033,162	0	0	73.35	0.00	0.00		
2024	2,805	4,899,500	0	0	1,852,395	0	0	73.35	0.00	0.00		
Sub-Total		114,789,919	0	0	47,083,199	0	0	73.35	0.00	0.00		
Remainder		1,624,992	0	0	596,350	0	0	73.35	0.00	0.00		
Total Future		116,414,911	0	0	47,679,550	0	0	73.35	0.00	0.00		
Cumulative Ultimate		25,748,489	0	620								
		142,163,400	0	620								
		COMPANY FUTURE GROSS REVENUE (FGR) - \$				PRODUCTION TAXES - \$			FGR AFTER PRODUCTION TAXES - \$			
Year	From Oil/Condensate	From Plant Products	From Gas	Other	Total	Oil/Condensate	EPT	Gas				
2010	114,821,466	0	0	0	114,821,466	0	16,790,248	0	98,031,218			
2011	272,417,715	0	0	0	272,417,715	0	39,804,472	0	232,613,243			
2012	311,420,294	0	0	0	311,420,294	0	45,764,490	0	265,655,804			
2013	345,539,836	0	0	0	345,539,836	0	50,693,563	0	294,846,273			
2014	322,697,275	0	0	0	322,697,275	0	47,280,627	0	275,416,648			
2015	291,907,388	0	0	0	291,907,388	0	42,749,375	0	249,158,013			
2016	271,767,969	0	0	0	271,767,969	0	39,828,382	0	231,939,587			
2017	253,140,139	0	0	0	253,140,139	0	37,115,518	0	216,024,621			
2018	232,743,305	0	0	0	232,743,305	0	34,141,805	0	198,601,500			
2019	213,694,471	0	0	0	213,694,471	0	31,370,365	0	182,324,106			
2020	196,087,181	0	0	0	196,087,181	0	28,810,404	0	167,276,776			
2021	178,941,067	0	0	0	178,941,067	0	26,318,198	0	152,622,870			
2022	163,369,013	0	0	0	163,369,013	0	24,056,383	0	139,313,630			
2023	149,132,402	0	0	0	149,132,402	0	21,987,075	0	127,145,327			
2024	135,873,156	0	0	0	135,873,156	0	20,061,345	0	115,811,811			
Sub-Total	3,453,552,678	0	0	0	3,453,552,678	0	506,771,252	0	2,946,781,427			
Remainder	43,742,280	0	0	0	43,742,280	0	6,464,435	0	37,277,845			
Total Future	3,497,294,958	0	0	0	3,497,294,958	0	513,235,687	0	2,984,059,272			
		DEDUCTIONS - \$				FUTURE NET INCOME AFTER INCOME TAXES - \$						
Year	Operating Costs	Tariff/Other Costs	Development Costs	Federal Income Tax	Total	Undiscounted		Discounted @ 10.00%				
2010	15,067,499	2,360,090	23,770,260	21,798,136	62,995,985	35,035,233	35,035,233	34,636,020				
2011	36,245,118	6,657,878	129,333,240	49,032,508	221,268,745	11,344,498	46,379,731	12,846,509				
2012	41,380,697	7,584,108	144,867,200	51,934,584	245,766,590	19,889,214	66,268,946	18,829,542				
2013	43,903,079	8,557,795	169,505,060	54,029,900	275,995,834	18,850,438	85,119,394	16,519,836				
2014	40,368,616	6,802,329	73,872,020	44,892,545	165,935,510	109,481,138	194,600,522	75,458,681				
2015	36,827,571	5,452,233	14,138,820	37,291,845	93,510,470	155,647,544	350,248,066	95,797,478				
2016	35,009,533	4,938,967	0	32,844,362	72,792,862	159,146,725	509,394,791	88,428,213				
2017	34,464,581	4,661,414	0	28,746,385	67,872,380	148,152,241	657,547,032	74,475,213				
2018	32,474,847	4,309,842	90,000	25,475,705	62,350,394	136,251,106	793,798,137	61,988,577				
2019	31,870,100	4,026,103	0	25,792,534	61,688,737	120,635,369	914,433,507	49,753,233				
2020	31,536,051	3,769,406	0	26,900,224	62,205,681	105,071,095	1,019,504,602	39,300,913				
2021	31,163,999	3,517,753	0	28,980,433	63,662,185	88,960,685	1,108,465,286	30,213,792				
2022	30,902,204	3,291,542	0	28,069,257	62,263,002	77,050,627	1,185,515,914	23,732,230				
2023	30,688,205	3,085,395	0	25,376,450	59,150,039	67,995,288	1,253,511,201	18,967,617				
2024	30,497,892	2,893,466	0	22,410,462	55,801,821	60,009,991	1,313,521,192	15,155,623				
Sub-Total	502,199,992	71,908,313	555,576,601	503,575,329	1,633,260,235	1,313,521,192		656,103,477				
Remainder	26,283,903	1,471,953	90,000	2,559,556	30,405,412	6,872,433	1,320,393,625	1,433,600				
Total Future	528,483,895	73,380,266	555,666,601	506,134,885	1,663,665,646	1,320,393,625		657,537,078				

Life of summary is: 18.51 years.

These data are part of a Ryder Scott report and are subject to the conditions in the text of the report.



MI ENERGY HOLDINGS CORPORATION
ESTIMATED FUTURE RESERVES AND INCOME ATTRIBUTABLE TO CERTAIN
INTERESTS DERIVED THROUGH PRODUCTION SHARING CONTRACTS
CURRENCY: USD PRICE SCENARIO: CONSTANT
AS OF JUNE 30, 2010

TABLE 5

GRAND SUMMARY										ALL CLASSES ALL CATEGORIES					
INITIAL FINAL REMARKS	REVENUE INTEREST				PRODUCT PRICES			DISCOUNTED FUTURE NET INCOME - \$ COMPOUNDED MONTHLY							
	Expense Interest	Oil/ Condensate	Plant Products	Gas	Oil/Cond (\$/bbl)	Pit. Prod (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)	5.00 %	8.00 %	10.00 %	15.00 %	20.00 %			
	THIS SUMMARY REPRESENTS NON-RISKEED PROVED + PROBABLE + POSSIBLE										1,109,045,996	882,655,339	762,844,451	541,707,982	397,241,055
ESTIMATED 8/8THS PRODUCTION										COMPANY NET PRODUCTION			AVERAGE PRICES		
Year	Number of Wells	Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Gas (MMcf)	Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Sales Gas (MMcf)	Oil/Cond. (\$/bbl)	Pit. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)					
2010	1,609	3,698,647	0	0	1,580,234	0	0	73.35	0.00	0.00					
2011	1,933	7,590,008	0	0	3,806,668	0	0	73.35	0.00	0.00					
2012	2,331	8,706,262	0	0	4,460,127	0	0	73.35	0.00	0.00					
2013	2,815	10,353,134	0	0	5,267,981	0	0	73.35	0.00	0.00					
2014	3,247	11,953,179	0	0	5,524,566	0	0	73.35	0.00	0.00					
2015	3,418	12,570,747	0	0	5,263,770	0	0	73.35	0.00	0.00					
2016	3,438	12,616,710	0	0	4,893,695	0	0	73.35	0.00	0.00					
2017	3,424	12,179,752	0	0	4,542,073	0	0	73.35	0.00	0.00					
2018	3,410	11,526,670	0	0	4,303,276	0	0	73.35	0.00	0.00					
2019	3,406	10,804,451	0	0	4,039,295	0	0	73.35	0.00	0.00					
2020	3,394	10,120,292	0	0	3,790,947	0	0	73.35	0.00	0.00					
2021	3,292	9,315,773	0	0	3,490,424	0	0	73.35	0.00	0.00					
2022	3,291	8,594,369	0	0	3,222,916	0	0	73.35	0.00	0.00					
2023	3,291	7,932,808	0	0	2,977,557	0	0	73.35	0.00	0.00					
2024	3,289	7,307,462	0	0	2,745,550	0	0	73.35	0.00	0.00					
Sub-Total		145,270,253	0	0	59,909,078	0	0	73.35	0.00	0.00					
Remainder		3,375,219	0	0	1,236,498	0	0	73.35	0.00	0.00					
Total Future		148,645,472	0	0	61,145,576	0	0	73.35	0.00	0.00					
Cumulative Ultimate		25,748,489	0	358											
		174,393,961	0	358											
COMPANY FUTURE GROSS REVENUE (FGR) - \$					PRODUCTION TAXES - \$			FGR AFTER PRODUCTION TAXES - \$							
Year	From Oil/Condensate	From Plant Products	From Gas	Other	Total	Oil/ Condensate	EPT	Gas							
2010	115,910,155	0	0	0	115,910,155	0	16,951,139	0	98,959,016						
2011	279,219,071	0	0	0	279,219,071	0	40,802,415	0	238,416,656						
2012	327,150,322	0	0	0	327,150,322	0	48,071,036	0	279,079,287						
2013	386,406,393	0	0	0	386,406,393	0	56,691,264	0	329,715,129						
2014	405,226,931	0	0	0	405,226,931	0	59,248,850	0	345,978,082						
2015	386,097,542	0	0	0	386,097,542	0	56,428,083	0	329,669,460						
2016	358,952,536	0	0	0	358,952,536	0	52,464,135	0	306,488,400						
2017	333,161,028	0	0	0	333,161,028	0	48,696,015	0	284,465,013						
2018	315,645,322	0	0	0	315,645,322	0	46,170,031	0	269,475,291						
2019	296,282,280	0	0	0	296,282,280	0	43,381,902	0	252,900,378						
2020	278,065,941	0	0	0	278,065,941	0	40,758,856	0	237,307,085						
2021	256,022,606	0	0	0	256,022,606	0	37,543,639	0	218,478,967						
2022	236,400,868	0	0	0	236,400,868	0	34,687,572	0	201,713,296						
2023	218,403,772	0	0	0	218,403,772	0	32,068,549	0	186,335,223						
2024	201,386,072	0	0	0	201,386,072	0	29,593,098	0	171,792,973						
Sub-Total	4,394,330,840	0	0	0	4,394,330,840	0	643,558,585	0	3,750,772,255						
Remainder	90,697,126	0	0	0	90,697,126	0	13,403,638	0	77,293,488						
Total Future	4,485,027,966	0	0	0	4,485,027,966	0	656,962,223	0	3,828,065,743						
DEDUCTIONS - \$					FUTURE NET INCOME AFTER INCOME TAXES - \$										
Year	Operating Costs	Tariff/ Other Costs	Development Costs	Federal Income Tax	Total	Undiscounted Annual	Discounted Cumulative	Discounted @ 10.00 %							
2010	15,116,052	2,376,260	23,770,260	22,035,767	63,298,339	35,660,677	35,660,677	35,246,867							
2011	36,577,980	6,890,162	137,567,160	50,359,367	231,394,669	7,021,987	42,682,664	9,007,864							
2012	42,276,258	8,051,698	159,276,560	54,721,970	264,326,485	14,752,801	57,435,465	14,670,865							
2013	47,247,295	9,647,299	199,853,960	60,819,255	317,567,810	12,147,320	69,582,785	11,629,094							
2014	46,639,562	9,572,257	170,796,460	59,156,300	286,164,578	59,813,503	129,396,288	42,815,496							
2015	45,880,556	8,123,067	90,339,980	49,679,562	194,023,165	135,646,295	265,042,583	84,303,339							
2016	43,333,091	6,810,997	29,100,240	42,086,002	121,330,330	185,158,071	450,200,653	103,092,769							
2017	40,714,764	5,984,636	0	36,374,825	83,074,224	201,388,788	651,589,442	101,144,352							
2018	40,156,720	5,721,675	0	33,361,161	79,239,556	190,235,735	841,825,176	86,487,630							
2019	39,677,224	5,435,321	0	33,855,906	78,968,451	173,931,927	1,015,757,103	71,650,843							
2020	39,024,252	5,157,259	90,000	35,392,145	79,663,655	157,643,429	1,173,400,533	58,864,671							
2021	36,935,396	4,783,281	0	37,913,156	79,631,833	138,847,134	1,312,247,666	47,036,515							
2022	36,530,597	4,496,364	0	39,480,102	80,507,062	121,206,234	1,433,453,900	37,259,407							
2023	36,184,518	4,233,931	0	38,608,389	79,026,838	107,308,385	1,540,762,285	29,908,878							
2024	35,870,758	3,986,101	0	35,825,554	75,682,412	96,110,561	1,636,872,847	24,266,913							
Sub-Total	582,165,022	91,270,305	810,794,621	629,669,460	2,113,899,408	1,636,872,847		757,383,501							
Remainder	37,845,370	2,506,569	90,000	10,017,214	50,459,153	26,834,334	1,663,707,181	5,460,949							
Total Future	620,010,392	93,776,875	810,884,621	639,686,674	2,164,358,561	1,663,707,181		762,844,451							

Life of summary is: 18.51 years.

These data are part of a Ryder Scott report and are subject to the conditions in the text of the report.

附錄五

獨立技術報告

25.8 經濟評價：大安油田

公司權益和責任

- MI能源遵照與國有的中石油天然氣集團及其繼承者中石油之間的石油合同（即產品分成合同），在大安油田中擁有合同者90%的工作權益。合同條款摘要如下。

價格預測

- 使用12個月內每月第一天的價格計算的大慶平均油價。
- 同期，WTI油價和大慶油價之間的實際差額為2.38美元／桶。
- 在調整價格敏感性模型中使用了該差額。

操作費用*

說明	費用	單位	備註
固定成本.....	7,400,000	美元／年	全部
一般管理費.....	5,400,000	美元／年	全部
中石油三費.....	581,240	美元／年	全部
井成本	1,000	美元／w-m	採油井和注水井
可變成本			
－ 產油	0.70	美元／桶	包括銷售費用
－ 全部產液量.....	0.20	美元／桶	
－ 注水	0.30	美元／桶	

其他費用*

合同者上級管理費乃基於合同者的直接費用份額，包括投資、操作費和一般管理費，符合費用回收條件。

試驗期：

直接費用，百萬美元／年	上級 管理費比例%
0-5,000之間	5%
5,000-15,000之間	3%
15,000-25,000之間	2%
大於25,000	1%

開發生產期：

直接費用，百萬美元／每年	上級 管理費比例%
0-5,000之間	2.5%
5,000-15,000之間	2%
大於15,000	1%

附錄五

獨立技術報告

開發投資*

說明	年	費用(美元)	地點／備註
鑽井，完井和採油井設備....		343,600	每口井
鑽井，完井和注水井設備....		395,000	每口井
轉注.....		51,400	每口井
集油系統.....	二零一零年	2,250,000	全部1P,2P和3P
注水系統.....	二零一零年	250,000	全部1P,2P和3P
增加處理站.....	二零一三年	1,500,000	全部2P和3P
AB塊轉油站／辦公室.....	二零一三年	3,000,000	全部2P和3P

* 在常量價格模型中操作費和開發投資在剩餘油田週期內保持不變。

壓縮／液化天然氣產量

說明	數額	單位	備註
壓縮損失－油.....	7.4	%	
壓縮損失－天然氣.....	100	%	未銷售天然氣

石油合同摘要

合同條款

先導試驗期為從合同開始執行之日起的兩個連續合同年。開發期從總體開發方案(ODP)得到批准之日開始，於開始商業性生產之日(DCC)為止。生產期為自開始商業性生產之日起的20個連續生產年。

合同開始執行之日為合同者得到對外貿易和經濟合作部批准月份之下一月份的第一天。開始商業性生產之日為在總體開發方案提交給中石油天然氣集團批准之日起的原油累計生產數量達到4萬噸，並得到中石油天然氣集團批准之日。從合同開始執行之日起合同期不應超過30個連續合同年。

對於大安產品分成合同，合同開始執行之日是一九九八年三月一日，開始商業性生產之日為二零零五年一月一日，合同到期日為二零二四年十二月三十一日。雷德斯考特做產量預測的期間超過了合同到期日。將所有現金流預測模型都設置成合同到期日結束。

資金籌措和費用回收

所有先導試驗費用和開發費用由合同者單獨提供。在開始商業性生產日之前發生的操作費視為開發費用。在開始商業性生產之日之後發生的操作費用分別由中石油天然氣集團和合同者按照雙方「投資回收油」的比例提供，即中石油天然氣集團為20%，合同者為80%。在「投資回收油」變為「分成油」之後，中石油天然氣集團和合同者按照「分成油」的比例分別支付操作費，即中石油天然氣集團52%，合同者48%。

附錄五

獨立技術報告

原油生產和分配

費用回收油

在扣除應支付給中國政府的增值稅和礦區使用費後，「費用回收油」即為月度原油產量。礦區使用費按照如下程序確定。在現金流預測時，5%的增值稅和基於產量的礦區使用費體現為「工作權益」和「公司淨油量」之間的差額。

總產量			政府礦區 使用費	增量	增量礦區 使用費	累計礦區 使用費
最小	最大	最大				
百萬桶／年	百萬桶／年	日產量	%	百萬桶／年	百萬桶／年	百萬桶／年
0	3,700	10,137	0.0%			
3,700	7,400	20,274	2.0%	3,700	74	74
7,400	11,000	30,137	4.0%	3,700	148	222
11,000	15,000	41,096	6.0%	3,600	216	438
15,000	22,000	60,274	8.0%	4,000	320	758
22,000	30,000	82,192	10.5%	7,000	735	1,493
30,000			12.5%	8,000	1,000	2,493

投資回收油

「投資回收油」為在支付操作費之後「費用回收油」的餘額。「投資回收油」用以同時回收合同者發生的先導試驗期費用和開發費用及中石油天然氣集團發生的預開發費用，按照中石油天然氣集團20%，合同者80%的比例回收。未回收費用結轉至下一日曆年繼續回收，直至完全回收為止。

分成油

「分成油」是在合同者發生的先導試驗費和開發費用悉數回收之後，「投資回收油」之後的餘額。「分成油」按年度確定，以中石油天然氣集團佔52%，合同者佔48%的比例分配。

雷德斯考特把此石油合同解釋成修改轉讓協議，即按月度確定，合同者工作權益從投資回收期之前的80%變為投資回收期之後的48%。

其他扣除項目

每噸人民幣52元的關稅和按油品價格確定的特別收益金（「特別收益金」）由合同者按照剩餘油份額的比例支付。這些扣除項目不符合費用回收條件，但在繳納所得稅時可以減免這些費用。在現金流預測中所示的「其他費用」扣除了合同者上級管理費用，其符合費用回收條件。特別收益金體現在現金流中為生產稅費，關稅也在扣除項目內。

25.8 經濟評價：廟3油田

公司權益和責任

- MI能源遵照與國有的中石油天然氣集團及其繼承者中石油之間的石油合同（即產品分成合同），擁有廟3油田中合同者的90%工作權益。合同條款摘要如下。

附錄五

獨立技術報告

價格預測

- 使用12個月內每月第一天的價格計算的大慶平均油價。
- 同期，WTI油價和大慶油價之間的實際差額為2.38美元／桶。
- 在調整價格敏感性模型中使用了該差額。

操作費用*

說明	費用	單位	備註
固定成本.....	1,000,000	美元／年	全部
一般管理費.....	400,000	美元／年	全部
中石油三費.....	581,240	美元／年	全部
井成本	1,200	美元／w-m	
可變成本			
— 產油	3.50	美元／桶	包含銷售費用
— 全部產液量.....	0.20	美元／桶	
— 注水	0.60	美元／桶	

其他費用*

合同者上級管理費乃基於合同者的直接費用份額，包括投資、操作費和一般管理費，符合費用回收條件。

試驗期：

直接費用，百萬美元／年	上級管理費 比例
0-5,000之間	5%
5,000-15,000之間	3%
15,000-25,000之間	2%
大於25,000	1%

開發生產期：

直接費用，百萬美元／年	上級管理費 比例
0-5,000之間	2.5%
5,000-15,000之間	2%
大於15,000	1%

附錄五

獨立技術報告

開發投資*

說明	年	費用(美元)	地點／備註
鑽井		190,000	每口井
完井和採油井設備		134,000	每口井
完井和注水井設備		185,800	每口井
轉注		51,300	每口井
設備	二零一零年	44,600	全部1P,2P,3P
淨棄置		0	每口井，包含抽油機
復墾		100,000	

* 在常量價格模型中操作費和開發投資在剩餘油田週期內保持不變。

壓縮／液化天然氣產量

說明	數量	單位	備註
壓縮損失－油	8.0	%	
壓縮損失－天然氣	100	%	未銷售天然氣

石油合同摘要

合同條款

先導試驗期為從合同開始執行之日起的兩個連續合同年。開發期從總體開發方案(ODP)得到批准之日開始，於商業生產開始日(DCC)結束。生產期為從開始商業性生產之日起的20個連續生產年。

合同開始執行之日為合同者得到對外貿易和經濟合作部批准月份之下一月份的第一天。開始商業性生產之日為在總體開發方案提交給中石油天然氣集團批准之日起的原油累計生產數量達到2萬噸，並得到中石油天然氣集團批准之日。從合同開始執行之日起合同期不應超過30個連續合同年。

對於廟3產品分成合同，合同開始執行之日是一九九八年三月一日，總體開發方案在二零零六年十二月末提交，國家發改委於二零零七年四月二十九日批覆。開始商業性生產之日為二零零八年十月一日，合同到期日為二零二八年二月二十九日。探明生產、探明未生產、概算和可能模型的經濟可採期分別在二零一三年十二月，二零一三年十二月，二零一八年二月和二零二零年十一月終止。

資金籌措和費用回收

所有先導試驗費用和開發費用由合同者單獨提供。在開始商業性生產日之前發生的操作費視為開發費用。在開始商業性生產之日之後發生的操作費用由中石油天然氣集團和合同者按各自「投資回收油」比例承擔，即中石油天然氣集團20%，合同者80%。在「投資回收油」變為「分成油」之後，中石油天然氣集團和合同者按照「分成油」的比例分別支付操作費，即中石油天然氣集團52%，合同者48%。

附錄五

獨立技術報告

原油生產和分配

費用回收油

在扣除應支付給中國政府的增值稅和礦區使用費後，「費用回收油」即為年度原油產量。礦區使用費按照如下程序確定。在現金流預測時，5%的增值稅和基於產量的礦區使用費體現為「工作權益」和「公司淨油量」之間的差額。

總產量			政府礦區 使用費	增量	增量礦區 使用費	累計礦區 使用費
最小	最大	最大				
百萬桶／年	百萬桶／年	日產量	%	百萬桶／年	百萬桶／年	百萬桶／年
0	3,700	10,137	0.0%			
3,700	7,400	20,274	2.0%	3,700	74	74
7,400	11,000	30,137	4.0%	3,700	148	222
11,000	15,000	41,096	6.0%	3,600	216	438
15,000	22,000	60,274	8.0%	4,000	320	758
22,000	30,000	82,192	10.5%	7,000	735	1,493
30,000			12.5%	8,000	1,000	2,493

投資回收油

「投資回收油」為在支付操作費之後「費用回收油」的餘額。「投資回收油」用以同時回收合同者發生的先導試驗期費用和開發費用及中石油天然氣集團發生的預開發費用，按照中石油天然氣集團20%，合同者80%的比例回收。未回收費用結轉至下一日曆年繼續回收，直至完全回收為止。

分成油

「分成油」是在合同者發生的先導試驗費和開發費用悉數回收之後，「投資回收油」之後的餘額。「分成油」按年度分別按照中石油天然氣集團52%，合同者48%的比例進行分配。

雷德斯考特把本石油合同解釋成修改轉讓協議，即以年度為基礎，合同者工作權益從投資回收期之前的80%變為投資回收期之後的48%。

其他扣除項目

每噸人民幣52元的關稅和按油品價格確定的特別收益金（「特別收益金」）由合同者按照剩餘油份額的比例支付。這些扣除項目不符合費用回收條件，但在繳納所得稅時可以減免這些費用。在現金流預測中所示的「其他費用」扣除了關稅、特別收益金以及合同者上級管理費用，合同者上級管理費用符合費用回收條件。

25.8 經濟評價：莫里青油田

公司權益和責任

- MI能源遵照與國有的中石油天然氣集團及其繼承者中石油之間的石油合同（即產品分成合同），擁有莫里青油田中合同者的90%工作權益。合同條款摘要如下。

附錄五

獨立技術報告

價格預測

- 使用12個月內每月第一天的價格計算的大慶平均油價。
- 同期，WTI油價和大慶油價之間的實際差額為2.38美元／桶。
- 在調整價格敏感性模型中使用了此差額。

操作費用*

說明	費用	單位	備註
固定成本.....	3,100,000	美元／年	全部
一般管理費.....	1,100,000	美元／年	全部
中石油三費.....	581,240	美元／年	全部
井成本	3,100	美元／w-m	採油井和注水井
可變成本			
— 產油	2.90	美元／桶	包括銷售費用
— 全部產液量.....	0.20	美元／桶	
— 注水	0.70	美元／桶	

其他費用*

合同者上級管理費乃基於合同者的直接費用份額，包括投資、操作費和一般管理費，符合費用回收條件。

試驗期：

直接費用，百萬美元／年	上級管理費 比例%
0-5,000之間	5%
5,000-15,000之間	3%
15,000-25,000之間	2%
大於25,000	1%

開發生產期：

直接費用，百萬美元／年	上級管理費 比例%
0-5,000之間	2.5%
5,000-15,000之間	2%
大於15,000	1%

附錄五

獨立技術報告

開發投資*

說明	年	費用(美元)	地點／備註
鑽井		820,000	每口井
完井或採油井設備		323,600	每口井
完井或注水井設備		423,600	每口井
轉注		100,000	每口井
修井、重新完井		85,000	每口井
管後產量重新完井			
Y38塊		510,000	6口井－Y38探明一次採油
Y39塊		2,295,000	27口井－Y39開發注水
Y39塊		1,190,000	14口井－Y39未注水
Y39塊		300,000	轉注3口井－Y39開發注水
Y39塊		765,000	9口井－Y39探明一次採油
Y40塊		170,000	2口井－Y40探明一次採油
Y41塊		2,635,000	31口井－Y41開發注水
Y41塊		200,000	轉注2口井－Y41開發注水
Y41塊		255,000	3口井－Y414探明一次採油
設備	二零一零年	47,800	全部1P, 2P和3P
復墾	Life	100,000	全部1P, 2P和3P

* 操作費和開發投資在常量價格模型整個油田期間保持不變。

壓縮／液化天然氣產量

說明	數量	單位	備註
壓縮損失－油	10.8	%	
壓縮損失－天然氣	100	%	未銷售天然氣

石油合同摘要

合同條款

先導試驗期為從合同開始執行之日起的兩個連續合同年。開發期從總體開發方案(ODP)得到批准之日開始，於商業生產開始日(DCC)結束。生產期為從開始商業性生產之日起的20個連續生產年。

合同開始執行之日為合同者得到對外貿易和經濟合作部批准月份之下一月份的第一天。開始商業性生產之日為在總體開發方案提交給中石油天然氣集團批准之日起的原油累計生產數量達到3萬噸，並得到中石油天然氣集團批准之日。從合同開始執行之日起合同期不應超過30個連續合同年。

對於莫里青產品分成合同，合同開始執行之日是一九九九年二月一日，總體開發方案於二零零八年十一月三日獲國家能源部批覆。因此，開始商業性生產之日為二零零八年十二月一日。相應

地，合同到期日為二零二八年十一月三十日。探明生產、探明未生產和探明未開發模型的經濟可採期分別在二零二一年二月、二零二四年二月及二零二四年十一月結束。現金流預測中的所有概算及可能模型都設置成合同到期日結束。

資金籌措和費用回收

所有先導試驗費用和開發費用由合同者單獨提供。在開始商業性生產之日之前發生的操作費視為開發費用。在開始商業性生產之日之後發生的操作費用由中石油天然氣集團和合同者按照各方於「投資回收油」的比例各自承擔，即中石油天然氣集團20%，合同者80%。在「投資回收油」變為「分成油」之後，中石油天然氣集團和合同者按照「分成油」的比例分別支付操作費，即中石油天然氣集團52%，合同者48%。

原油生產和分配

費用回收油

在扣除應支付給中國政府的增值稅和礦區使用費後，「費用回收油」即為年度原油產量。礦區使用費按照如下程序確定。在現金流預測時，5%的增值稅和基於產量的礦區使用費體現為「工作權益」和「公司淨油量」之間的差額。

總產量			政府礦區 使用費	增量	增量礦區 使用費	累計礦區 使用費
最小	最大	最大				
百萬桶／年	百萬桶／年	日產量	%	百萬桶／年	百萬桶／年	百萬桶／年
0	3,700	10,137	0.0%			
3,700	7,400	20,274	2.0%	3,700	74	74
7,400	11,000	30,137	4.0%	3,700	148	222
11,000	15,000	41,096	6.0%	3,600	216	438
15,000	22,000	60,274	8.0%	4,000	320	758
22,000	30,000	82,192	10.5%	7,000	735	1,493
30,000			12.5%	8,000	1,000	2,493

投資回收油

「投資回收油」為在支付操作費之後「費用回收油」的餘額。「投資回收油」用以同時回收合同者發生的先導試驗期費用和開發費用及中石油天然氣集團發生的預開發費用，按照中石油天然氣集團20%，合同者80%的比例回收。未回收費用結轉至下一日曆年繼續回收，直至完全回收為止。

分成油

「分成油」是在合同者發生的先導試驗費和開發費用悉數回收之後，「投資回收油」之後的餘額。「分成油」按年度確定，以中石油天然氣集團佔52%，合同者佔48%的比例分配。

雷德斯考特把本石油合同解釋成修改轉讓協議，即以年度為基礎，合同者工作權益從投資回收期之前的80%變為投資回收期之後的48%。

其他扣除項目

每噸人民幣52元的關稅和按油品價格確定的特別收益金（「特別收益金」）由合同者按照剩餘油份額的比例支付。這些扣除項目不符合費用回收條件，但在繳納所得稅時可以減免這些費用。在現金流預測中所示的「其他費用」扣除了關稅、特別收益金和合同者上級管理費用；合同者上級管理費用可作費用回收。

25.8 經濟評價：價格和成本敏感性分析

基於運用恒定價格和成本參數生成基本案例的相同預測，應用於價格和成本敏感度分析案例中。由於在上調情況中已使用更高的價格，所以預測沒有根據經濟年限的潛在延長進行調整。因此，有關產量以及淨現值，我們可將此敏感度分析視為保守意見。

煙價格

此敏感性分析中所應用的未來煙價格參數反映了我們目前對煙價格的預計，這是基於我們對於未來煙價格參數（這些參數被金融機構和行業內其他機構所使用）的調查以及紐約商品交易所期貨價格而定，我們認為，我們對未來價格參數預測的範圍尚為合理。由於政府政策的變化，煙供求關係的變化，以及其他綜合經濟情況的變化，過去對於未來價格參數的預計已被修改。因此，由於存在類似的原因，此報告中的應用價格參數在今後可能被修改。

原油

紐約商品交易所對於未來西德克薩斯中質原油運送至庫興、俄克拉荷馬的價值估算為，二零一零年剩餘月份的平均價格79.00美元／桶，二零一一年82.00美元／桶，二零一二年84.00美元／桶，二零一三年為86.00美元／桶，二零一四年為88.00美元／桶。自二零一五年開始，價格以每年2%的增長率上漲，直至二零二三年（持續9年），到時價格為105.17美元／桶，之後價格將維持不變。

產品分成合同中，MI能源採用大慶原油的公佈價格。據我們估算，在西德克薩斯中質原油價格基礎上做一個2.38美元／桶的調整即是大慶原油價格。此價格差額乃基於西德克薩斯中質原油價格和大慶油價之間於過去十二月的歷史平均值而釐定。

作為衍生工具的油氣數量價格保值並沒有在我們的個體資產評估中體現。

成本

按照雷德斯考特對於敏感度分析的現行政策，此基本分析中應用的操作費用和開發費用是不斷上調的。

對於二零一零年剩餘的6個月，目前的成本以1.0%的增長率計算（等於全年的增長率是2.0%），二零一一年為2.0%，之後每年都以同樣的方式計算直到石油價格發生重大變化，所以自二零一零年開始，以每年2.0%的增長率計算，直至油價達到其最終價格。

附錄五

獨立技術報告

上調參數（所得稅後）
 估算淨儲量和收入數據
 產品分成合同所得權益
MI能源控股有限公司
 截止二零一零年六月三十日

	全部探明	全部概算	全部可能
淨剩餘儲量			
油／凝析油－桶	29,287,889	18,106,877	13,360,281
收入數據			
未來總收入.....	2,092,688,079美元	1,343,503,462美元	1,004,525,100美元
減去	<u>1,018,074,027</u>	<u>857,479,600</u>	<u>577,694,824</u>
未來淨收入.....	1,074,614,052美元	486,023,862美元	426,830,276美元
未來淨收入貼現10%.....	630,952,751美元	136,183,921美元	132,927,643美元

	全部探明(1P)	全部探明+ 概算(2P)	全部探明+ 概算+ 可能(3P)
淨剩餘儲量			
油／凝析油－桶	29,287,889	47,394,766	60,755,047
收入數據			
未來總收入.....	2,092,688,079美元	3,436,191,541美元	4,440,716,641美元
減去	<u>1,018,074,027</u>	<u>1,875,553,628</u>	<u>2,453,248,451</u>
未來淨收入.....	1,074,614,052美元	1,560,637,913美元	1,987,468,190美元
未來淨收入貼現10%.....	630,952,751美元	767,136,672美元	900,064,315美元

附錄五

獨立技術報告

上調參數（所得稅後）
 估算淨儲量以及收入數據
 產品分成合同所得收益
MI能源控股有限公司 – 大安油田
 截止二零一零年六月三十日

	探明		
	在產	未開發	全部探明
總剩餘儲量			
油／凝析油一桶	43,128,502	18,819,854	61,948,356
淨剩餘儲量			
油／凝析油一桶	17,334,809	7,221,452	24,556,261

	概算		
	在產	未開發	全部概算
總剩餘儲量			
油／凝析油一桶	14,787,726	19,339,189	34,126,915
淨剩餘儲量			
油／凝析油一桶	6,383,146	7,646,330	14,029,476

	可能		
	在產	未開發	全部可能
總剩餘儲量			
油／凝析油一桶	10,543,255	9,353,148	19,896,403
淨剩餘儲量			
油／凝析油一桶	4,237,224	3,714,098	7,951,322

附錄五

獨立技術報告

上調參數（所得稅後）
 估算淨儲量以及收入數據
 產品分成合同所得收益
MI能源控股有限公司－廟3油田
 截止二零一零年六月三十日

	探明		
	在產	未開發	全部探明
總剩餘儲量			
油／凝析油－桶	441,160	–	441,160
淨剩餘儲量			
油／凝析油－桶	277,613	–	277,613
<hr/>			
	概算		
	在產	未開發	全部概算
總剩餘儲量			
油／凝析油－桶	600,046	48,037	648,083
淨剩餘儲量			
油／凝析油－桶	286,109	27,168	313,277
<hr/>			
	可能		
	在產	未開發	全部可能
總剩餘儲量			
油／凝析油－桶	606,449	4,605	611,054
淨剩餘儲量			
油／凝析油－桶	212,279	-214	212,065

附註：負數乃因產品分成合同條款所致。

附錄五

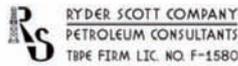
獨立技術報告

上調參數（所得稅後）
 估算淨儲量以及收入數據
 產品分成合同所得收益
MI能源控股有限公司－莫里青油田
 截止二零一零年六月三十日

	探明			
	已開發		未開發	全部探明
	在產	停產		
總剩餘儲量				
油／凝析油－桶	5,304,948	2,025,379	3,175,276	10,505,603
淨剩餘儲量				
油／凝析油－桶	2,362,392	781,587	1,310,035	4,454,014

	概算			
	已開發		未開發	全部概算
	在產	停產		
總剩餘儲量				
油／凝析油－桶	–	2,712,853	6,031,941	8,744,794
淨剩餘儲量				
油／凝析油－桶	–	1,245,898	2,518,227	3,764,125

	可能			
	已開發		未開發	全部可能
	在產	停產		
總剩餘儲量				
油／凝析油－桶	–	1,804,922	9,918,182	11,723,104
淨剩餘儲量				
油／凝析油－桶	–	938,589	4,258,306	5,196,895



MI ENERGY HOLDINGS CORPORATION
ESTIMATED FUTURE RESERVES AND INCOME ATTRIBUTABLE TO CERTAIN
INTERESTS DERIVED THROUGH PRODUCTION SHARING CONTRACTS
CURRENCY: USD PRICE SCENARIO: ESCALATED
AS OF JUNE 30, 2010

TABLE 1

GRAND SUMMARY		REVENUE INTEREST						PRODUCT PRICES			TOTAL PROVED ALL CATEGORIES	
INITIAL FINAL REMARKS	Expense Interest	Oil/Condensate			Plant Products			Gas			DISCOUNTED FUTURE NET INCOME - \$ COMPOUNDED MONTHLY	
		Oil/Condensate	Plant Products	Gas	Oil/Cond (\$/bbl)	Plt. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)	5.00 %	811,836,560			
											8.00 %	695,631,499
											10.00 %	630,952,751
											15.00 %	503,164,670
											20.00 %	410,650,663

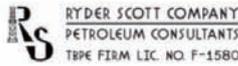
Year	Number of Wells	ESTIMATED 8/8THS PRODUCTION			COMPANY NET PRODUCTION			AVERAGE PRICES		
		Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Gas (MMcf)	Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Sales Gas (MMcf)	Oil/Cond. (\$/bbl)	Plt. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)
2010	1,604	3,607,477	0	0	1,536,381	0	0	76.62	0.00	0.00
2011	1,899	6,934,280	0	0	3,453,221	0	0	79.62	0.00	0.00
2012	2,087	7,081,216	0	0	3,224,956	0	0	81.62	0.00	0.00
2013	2,184	7,307,229	0	0	2,958,470	0	0	83.62	0.00	0.00
2014	2,076	7,087,480	0	0	2,669,521	0	0	85.62	0.00	0.00
2015	2,076	6,508,307	0	0	2,454,503	0	0	87.38	0.00	0.00
2016	2,073	5,916,862	0	0	2,229,475	0	0	89.18	0.00	0.00
2017	2,062	5,263,001	0	0	1,986,750	0	0	91.01	0.00	0.00
2018	2,048	4,702,858	0	0	1,778,585	0	0	92.87	0.00	0.00
2019	2,044	4,195,778	0	0	1,587,115	0	0	94.78	0.00	0.00
2020	2,032	3,697,746	0	0	1,398,885	0	0	96.72	0.00	0.00
2021	2,027	3,222,919	0	0	1,219,360	0	0	98.70	0.00	0.00
2022	2,026	2,813,415	0	0	1,064,509	0	0	100.73	0.00	0.00
2023	1,986	2,452,819	0	0	928,124	0	0	102.79	0.00	0.00
2024	1,984	2,103,732	0	0	798,033	0	0	102.79	0.00	0.00
Sub-Total		72,895,119	0	0	29,287,889	0	0	88.15	0.00	0.00
Remainder		0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
Total Future		72,895,119	0	0	29,287,889	0	0	88.15	0.00	0.00
Cumulative Ultimate		25,748,489	0	358						
		98,643,608	0	358						

Year	COMPANY FUTURE GROSS REVENUE (FGR) - \$					PRODUCTION TAXES - \$			FGR AFTER PRODUCTION TAXES - \$
	From Oil/Condensate	From Plant Products	From Gas	Other	Total	Oil/Condensate	EPT	Gas	
2010	117,717,509	0	0	0	117,717,509	0	18,463,810	0	99,253,699
2011	274,945,488	0	0	0	274,945,488	0	45,575,415	0	229,370,073
2012	263,220,871	0	0	0	263,220,871	0	45,421,397	0	217,799,474
2013	247,387,266	0	0	0	247,387,266	0	43,984,156	0	203,403,110
2014	228,564,368	0	0	0	228,564,368	0	41,811,894	0	186,752,474
2015	214,474,472	0	0	0	214,474,472	0	40,203,720	0	174,270,752
2016	198,813,839	0	0	0	198,813,839	0	38,155,753	0	160,658,086
2017	180,806,794	0	0	0	180,806,794	0	35,509,634	0	145,297,160
2018	165,184,342	0	0	0	165,184,342	0	33,169,917	0	132,014,424
2019	150,425,384	0	0	0	150,425,384	0	30,808,519	0	119,616,865
2020	135,303,399	0	0	0	135,303,399	0	28,241,981	0	107,061,419
2021	120,356,150	0	0	0	120,356,150	0	25,584,295	0	94,771,856
2022	107,223,739	0	0	0	107,223,739	0	23,196,083	0	84,027,656
2023	95,400,165	0	0	0	95,400,165	0	20,989,768	0	74,410,396
2024	82,028,365	0	0	0	82,028,365	0	18,047,730	0	63,980,636
Sub-Total	2,581,852,151	0	0	0	2,581,852,151	0	489,164,072	0	2,092,688,079
Remainder	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Future	2,581,852,151	0	0	0	2,581,852,151	0	489,164,072	0	2,092,688,079

Year	DEDUCTIONS - \$					FUTURE NET INCOME AFTER INCOME TAXES - \$		
	Operating Costs	Tariff/Other Costs	Development Costs	Federal Income Tax	Total	Undiscounted Annual	Cumulative	Discounted @ 10.00 %
2010	15,146,562	2,327,406	23,417,840	13,599,330	54,491,137	44,762,562	44,762,562	43,963,794
2011	36,502,186	6,228,943	117,648,016	31,258,689	191,637,834	37,732,238	82,494,800	35,866,114
2012	36,329,991	5,404,918	73,529,821	25,588,657	140,853,386	76,946,088	159,440,888	64,737,553
2013	33,464,527	4,578,255	35,340,287	20,286,792	93,669,863	109,733,247	269,174,135	82,370,561
2014	29,124,119	3,696,934	919,975	17,339,616	51,080,645	135,671,829	404,845,964	91,679,375
2015	29,465,977	3,488,009	938,375	15,709,353	49,601,714	124,669,038	529,515,003	76,282,568
2016	29,612,809	3,250,982	0	16,395,212	49,259,003	111,399,082	640,914,085	61,768,546
2017	29,719,080	3,005,503	0	17,247,953	49,972,536	95,324,624	736,238,709	47,915,532
2018	29,925,674	2,798,554	0	18,468,594	51,192,822	80,821,603	817,060,312	36,857,255
2019	30,203,437	2,612,392	0	19,883,681	52,699,509	66,917,356	883,977,668	27,718,089
2020	30,483,412	2,429,607	0	18,987,194	51,900,213	55,161,206	938,138,874	20,732,300
2021	30,710,417	2,253,959	0	16,844,714	49,809,090	44,962,765	984,101,639	15,318,150
2022	30,969,925	2,104,546	0	13,915,207	46,989,679	37,037,976	1,021,139,616	11,425,251
2023	31,155,908	1,971,552	0	11,308,634	44,436,094	29,974,303	1,051,113,918	8,372,415
2024	29,745,790	1,790,936	117,589	8,826,187	40,480,502	23,500,134	1,074,614,052	5,945,248
Sub-Total	452,559,814	47,942,495	251,911,903	265,659,816	1,018,074,027	1,074,614,052	1,074,614,052	630,952,751
Remainder	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Future	452,559,814	47,942,495	251,911,903	265,659,816	1,018,074,027	1,074,614,052	1,074,614,052	630,952,751

Life of summary is: 14.51 years.

These data are part of a Ryder Scott report and are subject to the conditions in the text of the report.



MI ENERGY HOLDINGS CORPORATION
ESTIMATED FUTURE RESERVES AND INCOME ATTRIBUTABLE TO CERTAIN
INTERESTS DERIVED THROUGH PRODUCTION SHARING CONTRACTS
CURRENCY: USD PRICE SCENARIO: ESCALATED
AS OF JUNE 30, 2010

TABLE 2

GRAND SUMMARY		REVENUE INTEREST						PRODUCT PRICES			TOTAL PROBABLE ALL CATEGORIES	
INITIAL FINAL REMARKS	Expense Interest	Oil/ Condensate	Plant Products	Gas	Oil/Cond (\$/bbl)	Pit. Prod (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)	DISCOUNTED FUTURE NET INCOME - \$ COMPOUNDED MONTHLY				
								5.00%	8.00%	10.00%	15.00%	20.00%
								265,418,180	179,828,187	136,183,921	60,157,350	15,541,373

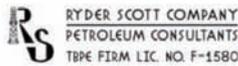
Year	Number of Wells	ESTIMATED 8/8THS PRODUCTION			COMPANY NET PRODUCTION			AVERAGE PRICES		
		Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Gas (MMcf)	Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Sales Gas (MMcf)	Oil/Cond. (\$/bbl)	Pit Prod (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)
2010	3	63,739	0	0	28,512	0	0	76.62	0.00	0.00
2011	24	474,830	0	0	228,164	0	0	79.62	0.00	0.00
2012	220	1,198,048	0	0	939,635	0	0	81.62	0.00	0.00
2013	572	2,254,360	0	0	1,654,860	0	0	83.62	0.00	0.00
2014	843	3,332,909	0	0	1,679,524	0	0	85.62	0.00	0.00
2015	884	3,850,620	0	0	1,502,649	0	0	87.38	0.00	0.00
2016	881	3,973,045	0	0	1,475,610	0	0	89.18	0.00	0.00
2017	878	3,942,227	0	0	1,464,376	0	0	91.01	0.00	0.00
2018	878	3,749,287	0	0	1,394,466	0	0	92.87	0.00	0.00
2019	781	3,561,172	0	0	1,326,238	0	0	94.78	0.00	0.00
2020	781	3,412,463	0	0	1,274,423	0	0	96.72	0.00	0.00
2021	781	3,257,622	0	0	1,220,191	0	0	98.70	0.00	0.00
2022	781	3,095,376	0	0	1,162,744	0	0	100.73	0.00	0.00
2023	821	2,933,335	0	0	1,105,037	0	0	102.79	0.00	0.00
2024	821	2,795,768	0	0	1,054,361	0	0	102.79	0.00	0.00
Sub-Total		41,894,800	0	0	17,510,792	0	0	92.14	0.00	0.00
Remainder		1,624,992	0	0	596,085	0	0	102.79	0.00	0.00
Total Future		43,519,792	0	0	18,106,877	0	0	92.49	0.00	0.00
Cumulative Ultimate		43,519,792	0	262	18,106,877	0	262			

Year	COMPANY FUTURE GROSS REVENUE (FGR) - \$					PRODUCTION TAXES - \$			FGR AFTER PRODUCTION TAXES - \$
	From Oil/Condensate	From Plant Products	From Gas	Other	Total	Oil/Condensate	EPT	Gas	
2010	2,184,600	0	0	0	2,184,600	0	346,365	0	1,838,235
2011	18,166,443	0	0	0	18,166,443	0	3,006,549	0	15,159,894
2012	76,692,971	0	0	0	76,692,971	0	13,166,408	0	63,526,562
2013	138,379,405	0	0	0	138,379,405	0	24,470,590	0	113,908,815
2014	143,800,820	0	0	0	143,800,820	0	26,086,316	0	117,714,504
2015	131,301,445	0	0	0	131,301,445	0	24,308,412	0	106,993,033
2016	131,587,838	0	0	0	131,587,838	0	24,930,641	0	106,657,197
2017	133,267,487	0	0	0	133,267,487	0	25,787,540	0	107,479,946
2018	129,509,711	0	0	0	129,509,711	0	25,569,144	0	103,940,567
2019	125,699,659	0	0	0	125,699,659	0	25,367,714	0	100,331,945
2020	123,265,131	0	0	0	123,265,131	0	25,415,849	0	97,849,283
2021	120,438,120	0	0	0	120,438,120	0	25,356,799	0	95,081,320
2022	117,118,611	0	0	0	117,118,611	0	25,159,697	0	91,958,914
2023	113,584,745	0	0	0	113,584,745	0	24,881,393	0	88,703,352
2024	108,375,859	0	0	0	108,375,859	0	23,805,823	0	84,570,036
Sub-Total	1,613,372,845	0	0	0	1,613,372,845	0	317,659,242	0	1,295,713,603
Remainder	61,270,477	0	0	0	61,270,477	0	13,480,617	0	47,789,859
Total Future	1,674,643,321	0	0	0	1,674,643,321	0	331,139,859	0	1,343,503,462

Year	DEDUCTIONS - \$					FUTURE NET INCOME AFTER INCOME TAXES - \$		
	Operating Costs	Tariff/Other Costs	Development Costs	Federal Income Tax	Total	Undiscounted Annual	Undiscounted Cumulative	Discounted @ 10.00 %
2010	66,061	39,915	590,123	8,999,309	9,695,407	-7,857,173	-7,857,173	-7,487,806
2011	567,765	482,757	15,591,088	20,743,242	37,384,852	-22,224,958	-30,082,130	-19,107,332
2012	6,256,912	2,261,126	78,697,213	30,603,015	117,818,266	-54,291,704	-84,373,834	-43,371,354
2013	12,522,253	4,148,687	146,338,640	38,178,790	201,188,370	-87,279,554	-171,653,388	-62,938,108
2014	13,930,909	3,268,704	79,841,089	33,938,257	130,978,959	-13,264,456	-184,917,844	-7,306,254
2015	10,543,744	2,100,166	14,828,129	28,411,350	55,883,390	51,109,643	-133,808,201	31,945,442
2016	10,154,978	1,845,609	0	23,799,655	35,800,243	70,856,955	-62,951,246	39,564,806
2017	10,204,088	1,836,662	0	19,033,290	31,074,039	76,405,907	13,454,661	38,479,481
2018	8,433,598	1,705,766	106,504	14,595,803	24,841,670	79,098,896	92,553,557	35,965,011
2019	8,185,281	1,629,388	0	13,531,477	23,346,146	76,985,799	169,539,357	31,680,846
2020	8,253,996	1,577,882	0	15,602,497	25,434,375	72,414,908	241,954,264	27,019,128
2021	8,326,669	1,523,854	0	19,948,397	29,798,920	65,282,400	307,236,664	22,138,006
2022	8,504,685	1,469,873	0	21,856,618	31,831,177	60,127,737	367,364,401	18,507,857
2023	8,820,679	1,419,999	0	21,432,777	31,673,454	57,029,898	424,394,300	15,901,327
2024	9,981,949	1,406,386	-117,589	20,073,283	31,344,029	53,226,007	477,620,307	13,434,996
Sub-Total	124,753,566	26,716,774	335,875,197	330,747,760	818,093,296	477,620,307	486,023,862	134,426,047
Remainder	34,324,325	1,736,436	117,589	3,207,954	39,386,304	8,403,555		1,757,875
Total Future	169,077,891	28,453,210	335,992,785	333,955,714	857,479,601	486,023,862		136,183,921

Life of summary is: 18.51 years.

These data are part of a Ryder Scott report and are subject to the conditions in the text of the report.



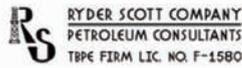
MI ENERGY HOLDINGS CORPORATION
ESTIMATED FUTURE RESERVES AND INCOME ATTRIBUTABLE TO CERTAIN INTERESTS DERIVED THROUGH PRODUCTION SHARING CONTRACTS
CURRENCY: USD PRICE SCENARIO: ESCALATED
AS OF JUNE 30, 2010

TABLE 3

GRAND SUMMARY		REVENUE INTEREST						PRODUCT PRICES			TOTAL POSSIBLE ALL CATEGORIES					
INITIAL FINAL REMARKS	Expense Interest	Oil/Condensate			Plant Products			Gas			DISCOUNTED FUTURE NET INCOME - \$ COMPOUNDED MONTHLY					
		Oil/Condensate	Plant Products	Gas	Oil/Cond (\$/bbl)	Plt Prod (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)	5.00%	8.00%	10.00%	15.00%	20.00%				
												239,350,333	168,511,446	132,927,643	72,018,139	37,024,496
		ESTIMATED B/BTHS PRODUCTION						COMPANY NET PRODUCTION			AVERAGE PRICES					
Year	Number of Wells	Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Gas (MMcf)	Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Sales Gas (MMcf)	Oil/Cond. (\$/bbl)	Plt Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)						
2010	2	27,431	0	0	14,842	0	0	76.62	0.00	0.00						
2011	10	180,897	0	0	92,784	0	0	79.62	0.00	0.00						
2012	24	426,988	0	0	250,899	0	0	81.62	0.00	0.00						
2013	59	791,545	0	0	478,872	0	0	83.62	0.00	0.00						
2014	328	1,532,789	0	0	1,098,019	0	0	85.62	0.00	0.00						
2015	458	2,211,821	0	0	1,262,307	0	0	87.38	0.00	0.00						
2016	484	2,726,803	0	0	1,173,826	0	0	89.18	0.00	0.00						
2017	484	2,974,523	0	0	1,090,946	0	0	91.01	0.00	0.00						
2018	484	3,074,525	0	0	1,130,225	0	0	92.87	0.00	0.00						
2019	581	3,047,501	0	0	1,125,942	0	0	94.78	0.00	0.00						
2020	581	3,010,083	0	0	1,117,229	0	0	96.72	0.00	0.00						
2021	484	2,835,232	0	0	1,050,873	0	0	98.70	0.00	0.00						
2022	484	2,685,577	0	0	995,663	0	0	100.73	0.00	0.00						
2023	484	2,546,655	0	0	944,395	0	0	102.79	0.00	0.00						
2024	484	2,407,962	0	0	893,155	0	0	102.79	0.00	0.00						
Sub-Total		30,480,334	0	0	12,719,976	0	0	93.55	0.00	0.00						
Remainder		1,750,227	0	0	640,305	0	0	102.79	0.00	0.00						
Total Future		32,230,561	0	0	13,360,281	0	0	93.99	0.00	0.00						
Cumulative Ultimate		0	0	-262												
		32,230,561	0	-262												
		COMPANY FUTURE GROSS REVENUE (FGR) - \$					PRODUCTION TAXES - \$			FGR AFTER PRODUCTION TAXES - \$						
Year	From Oil/Condensate	From Plant Products	From Gas	Other	Total	Oil/Condensate	EPT	Gas								
2010	1,137,226	0	0	0	1,137,226	0	180,306	0	0	0	0	956,920				
2011	7,387,472	0	0	0	7,387,472	0	1,229,696	0	0	0	0	6,157,776				
2012	20,478,342	0	0	0	20,478,342	0	3,526,274	0	0	0	0	16,952,067				
2013	40,043,248	0	0	0	40,043,248	0	7,101,474	0	0	0	0	32,941,773				
2014	94,012,371	0	0	0	94,012,371	0	16,967,407	0	0	0	0	77,044,965				
2015	110,300,359	0	0	0	110,300,359	0	20,404,463	0	0	0	0	89,895,896				
2016	104,676,177	0	0	0	104,676,177	0	19,760,627	0	0	0	0	84,915,550				
2017	99,282,963	0	0	0	99,282,963	0	19,128,774	0	0	0	0	80,154,190				
2018	104,968,567	0	0	0	104,968,567	0	20,693,888	0	0	0	0	84,274,679				
2019	106,715,734	0	0	0	106,715,734	0	21,509,565	0	0	0	0	85,206,169				
2020	108,060,975	0	0	0	108,060,975	0	22,245,094	0	0	0	0	85,815,882				
2021	103,725,730	0	0	0	103,725,730	0	21,727,789	0	0	0	0	81,997,941				
2022	100,289,141	0	0	0	100,289,141	0	21,372,672	0	0	0	0	78,916,470				
2023	97,072,607	0	0	0	97,072,607	0	21,032,763	0	0	0	0	76,039,844				
2024	91,805,741	0	0	0	91,805,741	0	19,885,891	0	0	0	0	71,919,850				
Sub-Total	1,189,956,653	0	0	0	1,189,956,653	0	236,766,681	0	0	0	0	953,189,972				
Remainder	65,815,799	0	0	0	65,815,799	0	14,480,671	0	0	0	0	51,335,128				
Total Future	1,255,772,452	0	0	0	1,255,772,452	0	251,247,352	0	0	0	0	1,004,525,100				
		DEDUCTIONS - \$					FUTURE NET INCOME AFTER INCOME TAXES - \$									
Year	Operating Costs		Tariff/Other Costs		Development Costs		Federal Income Tax		Total		Undiscounted		Discounted @ 10.00%			
	Operating Costs	Tariff/Other Costs	Development Costs	Federal Income Tax	Total	Annual	Cumulative									
2010	49,041	16,179	0	245,584	310,804	646,117	646,117	630,006								
2011	345,747	236,503	8,482,584	1,417,126	10,481,960	-4,324,185	-3,678,068	-3,837,333								
2012	1,443,279	517,408	15,141,413	3,051,367	20,153,467	-3,201,400	-6,879,468	-2,637,972								
2013	2,379,653	1,047,099	32,528,560	7,640,373	43,595,685	-10,653,912	-17,533,380	-7,681,078								
2014	7,162,374	2,893,543	105,963,272	14,836,956	130,856,145	-53,811,180	-71,344,560	-35,376,388								
2015	10,605,647	2,805,269	84,973,561	14,064,256	112,448,733	-22,552,837	-93,897,397	-12,955,663								
2016	9,254,277	1,947,601	33,099,313	11,041,627	55,342,818	29,572,732	-64,324,665	16,678,879								
2017	7,251,578	1,356,932	0	9,720,953	18,329,462	61,824,728	-2,499,937	30,990,613								
2018	9,090,849	1,459,328	-106,504	10,331,860	20,775,533	63,499,145	60,999,209	28,836,322								
2019	9,423,843	1,463,205	0	10,800,407	21,687,455	63,518,714	124,517,923	26,119,375								
2020	9,192,656	1,444,737	110,807	11,546,074	22,294,273	63,521,609	188,039,532	23,659,713								
2021	7,248,150	1,315,062	0	12,228,957	20,792,169	61,205,771	249,245,303	20,659,113								
2022	7,210,022	1,257,985	0	15,093,718	23,561,726	55,354,744	304,600,047	16,968,902								
2023	7,181,759	1,205,337	0	17,280,619	25,667,715	50,372,129	354,972,176	14,023,178								
2024	7,020,550	1,148,308	0	17,359,322	25,528,179	46,391,671	401,363,847	11,708,707								
Sub-Total	94,859,424	20,114,497	280,193,006	156,659,198	551,826,125	401,363,847	426,830,276	127,788,375								
Remainder	15,117,597	1,151,773	0	9,599,329	25,868,699	25,466,429		5,139,268								
Total Future	109,977,020	21,266,270	280,193,006	166,258,527	577,694,824	426,830,276		132,927,643								

Life of summary is: 18.51 years.

These data are part of a Ryder Scott report and are subject to the conditions in the text of the report.



MI ENERGY HOLDINGS CORPORATION
ESTIMATED FUTURE RESERVES AND INCOME ATTRIBUTABLE TO CERTAIN
INTERESTS DERIVED THROUGH PRODUCTION SHARING CONTRACTS
CURRENCY: USD PRICE SCENARIO: ESCALATED
AS OF JUNE 30, 2010

TABLE 4

PV+PB SUMMARY		REVENUE INTEREST						PRODUCT PRICES			ALL CLASSES ALL CATEGORIES	
PV+PB		Expense Interest	Oil/Condensate	Plant Products	Gas	Oil/Cond (\$/bbl)	Pit. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)	DISCOUNTED FUTURE NET INCOME - \$ COMPOUNDED MONTHLY			
INITIAL	FINAL	THIS SUMMARY REPRESENTS NON-RISKED PROVED + PROBABLE									5.00%	1,077,254,740
REMARKS											8.00%	875,459,686
											10.00%	767,136,672
											15.00%	563,322,020
											20.00%	426,192,036

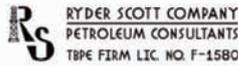
		ESTIMATED 8/8THS PRODUCTION			COMPANY NET PRODUCTION			AVERAGE PRICES		
Year	Number of Wells	Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Gas (MMcf)	Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Sales Gas (MMcf)	Oil/Cond. (\$/bbl)	Pit. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)
2010	1,607	3,671,216	0	0	1,564,893	0	0	76.62	0.00	0.00
2011	1,923	7,409,110	0	0	3,681,386	0	0	79.62	0.00	0.00
2012	2,307	8,279,264	0	0	4,164,590	0	0	81.62	0.00	0.00
2013	2,766	9,561,689	0	0	4,613,330	0	0	83.62	0.00	0.00
2014	2,919	10,420,389	0	0	4,349,044	0	0	85.62	0.00	0.00
2015	2,960	10,358,926	0	0	3,957,152	0	0	87.38	0.00	0.00
2016	2,954	9,889,907	0	0	3,705,085	0	0	89.18	0.00	0.00
2017	2,940	9,205,228	0	0	3,451,127	0	0	91.01	0.00	0.00
2018	2,926	8,452,144	0	0	3,173,051	0	0	92.87	0.00	0.00
2019	2,825	7,756,951	0	0	2,913,353	0	0	94.78	0.00	0.00
2020	2,813	7,110,209	0	0	2,673,309	0	0	96.72	0.00	0.00
2021	2,808	6,480,541	0	0	2,439,551	0	0	98.70	0.00	0.00
2022	2,807	5,908,791	0	0	2,227,253	0	0	100.73	0.00	0.00
2023	2,807	5,386,153	0	0	2,033,162	0	0	102.79	0.00	0.00
2024	2,805	4,899,500	0	0	1,852,395	0	0	102.79	0.00	0.00
Sub-Total		114,789,919	0	0	46,798,680	0	0	89.64	0.00	0.00
Remainder		1,624,992	0	0	596,085	0	0	102.79	0.00	0.00
Total Future		116,414,911	0	0	47,394,765	0	0	89.81	0.00	0.00
Cumulative Ultimate		25,748,489	0	620						
		142,163,400	0	620						

		COMPANY FUTURE GROSS REVENUE (FGR) - \$					PRODUCTION TAXES - \$			FGR AFTER PRODUCTION TAXES - \$
Year		From Oil/Condensate	From Plant Products	From Gas	Other	Total	Oil/Condensate	EPT	Gas	
2010		119,902,109	0	0	0	119,902,109	0	18,810,175	0	101,091,934
2011		293,111,931	0	0	0	293,111,931	0	48,581,964	0	244,529,967
2012		339,913,842	0	0	0	339,913,842	0	58,587,805	0	281,326,036
2013		385,766,671	0	0	0	385,766,671	0	68,454,746	0	317,311,925
2014		372,365,188	0	0	0	372,365,188	0	67,898,211	0	304,466,977
2015		345,775,917	0	0	0	345,775,917	0	64,512,132	0	281,263,785
2016		330,401,677	0	0	0	330,401,677	0	63,086,394	0	267,315,283
2017		314,074,280	0	0	0	314,074,280	0	61,297,174	0	252,777,106
2018		294,694,052	0	0	0	294,694,052	0	58,739,061	0	235,954,991
2019		276,125,043	0	0	0	276,125,043	0	56,176,233	0	219,948,810
2020		258,568,531	0	0	0	258,568,531	0	53,657,829	0	204,910,701
2021		240,794,270	0	0	0	240,794,270	0	50,941,094	0	189,853,176
2022		224,342,350	0	0	0	224,342,350	0	48,355,780	0	175,986,569
2023		208,984,909	0	0	0	208,984,909	0	45,871,161	0	163,113,748
2024		190,404,224	0	0	0	190,404,224	0	41,853,552	0	148,550,672
Sub-Total		4,195,224,995	0	0	0	4,195,224,995	0	806,823,313	0	3,388,401,682
Remainder		61,270,477	0	0	0	61,270,477	0	13,480,617	0	47,789,859
Total Future		4,256,495,472	0	0	0	4,256,495,472	0	820,303,931	0	3,436,191,541

		DEDUCTIONS - \$					FUTURE NET INCOME AFTER INCOME TAXES - \$		
Year		Operating Costs	Tariff/Other Costs	Development Costs	Federal Income Tax	Total	Undiscounted Annual	Discounted Cumulative	Discounted @ 10.00%
2010		15,212,622	2,367,320	24,007,963	22,598,839	64,186,544	36,905,390	36,905,390	36,475,987
2011		37,069,951	6,711,701	133,239,104	52,001,931	229,022,687	15,507,280	52,412,670	16,768,783
2012		42,586,903	7,666,043	152,227,034	56,191,672	258,671,652	22,654,384	75,067,054	21,366,199
2013		45,986,780	8,726,942	181,678,927	58,465,582	294,858,232	22,453,693	97,520,747	19,432,453
2014		43,055,028	6,965,638	80,761,064	51,277,873	182,059,604	122,407,373	219,928,121	84,373,121
2015		40,009,721	5,588,175	15,766,504	44,120,703	105,485,104	175,778,681	395,706,802	108,228,010
2016		39,767,788	5,096,591	0	40,194,867	85,059,246	182,256,037	577,962,839	101,333,352
2017		39,923,168	4,842,164	0	36,281,243	81,046,575	171,730,531	749,693,370	86,395,013
2018		38,359,271	4,504,320	106,504	33,064,397	76,034,492	159,920,499	909,613,869	72,822,266
2019		38,388,718	4,241,779	0	33,415,158	76,045,655	143,903,155	1,053,517,024	59,398,935
2020		38,737,408	4,007,489	0	34,589,891	77,334,588	127,576,114	1,181,093,138	47,751,428
2021		39,037,086	3,777,813	0	36,793,111	79,608,010	110,245,166	1,291,338,303	37,456,157
2022		39,474,610	3,574,420	0	35,771,826	78,820,856	97,165,714	1,388,504,017	29,933,108
2023		39,976,586	3,391,551	0	32,741,411	76,109,548	87,004,201	1,475,508,218	24,273,742
2024		39,727,739	3,197,322	0	28,899,470	71,824,531	76,726,141	1,552,234,359	19,380,244
Sub-Total		577,313,380	74,659,268	587,787,100	596,407,576	1,836,167,323	1,552,234,359		765,378,798
Remainder		34,324,325	1,736,436	117,589	3,207,954	39,386,304	8,403,555	1,560,637,914	1,757,875
Total Future		611,637,704	76,395,705	587,904,688	599,615,530	1,875,553,628	1,560,637,914		767,136,672

Life of summary is: 18.51 years.

These data are part of a Ryder Scott report and are subject to the conditions in the text of the report.



MI ENERGY HOLDINGS CORPORATION
ESTIMATED FUTURE RESERVES AND INCOME ATTRIBUTABLE TO CERTAIN
INTERESTS DERIVED THROUGH PRODUCTION SHARING CONTRACTS
 CURRENCY: USD PRICE SCENARIO: ESCALATED
 AS OF JUNE 30, 2010

TABLE 5

GRAND SUMMARY		REVENUE INTEREST						PRODUCT PRICES			ALL CLASSES ALL CATEGORIES		
		Expense Interest	Oil/Condensate	Plant Products	Gas	Oil/Cond (\$/bbl)	Pit. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)	DISCOUNTED FUTURE NET INCOME - \$ COMPOUNDED MONTHLY				
INITIAL FINAL REMARKS		THIS SUMMARY REPRESENTS NON-RISKED PROVED + PROBABLE + POSSIBLE						5.00%	1,316,605,073				
								8.00%	1,043,971,132				
								10.00%	900,064,315				
								15.00%	635,340,159				
								20.00%	463,216,531				

Year	Number of Wells	ESTIMATED 8/8THS PRODUCTION			COMPANY NET PRODUCTION			AVERAGE PRICES		
		Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Gas (MMcf)	Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Sales Gas (MMcf)	Oil/Cond. (\$/bbl)	Pit. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)
2010	1,609	3,698,647	0	0	1,579,736	0	0	76.62	0.00	0.00
2011	1,933	7,590,008	0	0	3,774,170	0	0	79.62	0.00	0.00
2012	2,331	8,706,252	0	0	4,415,489	0	0	81.62	0.00	0.00
2013	2,815	10,353,134	0	0	5,092,202	0	0	83.62	0.00	0.00
2014	3,247	11,953,179	0	0	5,447,063	0	0	85.62	0.00	0.00
2015	3,418	12,570,747	0	0	5,219,458	0	0	87.38	0.00	0.00
2016	3,438	12,616,710	0	0	4,878,911	0	0	89.18	0.00	0.00
2017	3,424	12,179,752	0	0	4,542,073	0	0	91.01	0.00	0.00
2018	3,410	11,526,670	0	0	4,303,276	0	0	92.87	0.00	0.00
2019	3,406	10,804,451	0	0	4,039,295	0	0	94.78	0.00	0.00
2020	3,394	10,120,292	0	0	3,790,538	0	0	96.72	0.00	0.00
2021	3,292	9,315,773	0	0	3,490,424	0	0	98.70	0.00	0.00
2022	3,291	8,594,369	0	0	3,222,916	0	0	100.73	0.00	0.00
2023	3,291	7,932,808	0	0	2,977,557	0	0	102.79	0.00	0.00
2024	3,289	7,307,462	0	0	2,745,550	0	0	102.79	0.00	0.00
Sub-Total		145,270,253	0	0	59,518,656	0	0	90.48	0.00	0.00
Remainder		3,375,219	0	0	1,236,390	0	0	102.79	0.00	0.00
Total Future		148,645,472	0	0	60,755,047	0	0	90.73	0.00	0.00
Cumulative Ultimate		25,748,489	0	358						
		174,393,961	0	358						

Year	COMPANY FUTURE GROSS REVENUE (FGR) - \$					PRODUCTION TAXES - \$			FGR AFTER PRODUCTION TAXES - \$
	From Oil/Condensate	From Plant Products	From Gas	Other	Total	Oil/Condensate	EPT	Gas	
2010	121,039,335	0	0	0	121,039,335	0	18,990,481	0	102,048,854
2011	300,499,403	0	0	0	300,499,403	0	49,811,660	0	250,687,743
2012	360,392,183	0	0	0	360,392,183	0	62,114,079	0	298,278,104
2013	425,809,919	0	0	0	425,809,919	0	75,556,220	0	350,253,698
2014	466,377,559	0	0	0	466,377,559	0	84,865,617	0	381,511,942
2015	456,076,275	0	0	0	456,076,275	0	84,916,594	0	371,159,681
2016	435,077,855	0	0	0	435,077,855	0	82,847,021	0	352,230,833
2017	413,357,244	0	0	0	413,357,244	0	80,425,948	0	332,931,296
2018	399,662,619	0	0	0	399,662,619	0	79,432,950	0	320,229,670
2019	382,840,778	0	0	0	382,840,778	0	77,685,798	0	305,154,979
2020	366,629,506	0	0	0	366,629,506	0	75,902,923	0	290,726,583
2021	344,520,000	0	0	0	344,520,000	0	72,668,884	0	271,851,116
2022	324,631,491	0	0	0	324,631,491	0	69,728,452	0	254,903,039
2023	306,057,517	0	0	0	306,057,517	0	66,903,924	0	239,153,593
2024	282,209,965	0	0	0	282,209,965	0	61,739,443	0	220,470,522
Sub-Total	5,385,181,649	0	0	0	5,385,181,649	0	1,043,589,994	0	4,341,591,654
Remainder	127,086,275	0	0	0	127,086,275	0	27,961,288	0	99,124,987
Total Future	5,512,267,924	0	0	0	5,512,267,924	0	1,071,551,282	0	4,440,716,641

Year	DEDUCTIONS - \$					FUTURE NET INCOME AFTER INCOME TAXES - \$		
	Operating Costs	Tariff/Other Costs	Development Costs	Federal Income Tax	Total	Undiscounted		Discounted @ 10.00 %
2010	15,261,663	2,383,500	24,007,963	22,844,223	64,497,348	37,551,506	37,551,506	37,105,994
2011	37,415,698	6,948,203	141,721,688	53,419,058	239,504,647	11,183,096	48,734,602	12,921,460
2012	44,030,182	8,183,451	167,368,447	59,243,039	278,825,119	19,452,985	68,187,587	18,728,227
2013	48,366,433	9,774,042	214,207,488	66,105,955	338,453,918	11,799,781	79,987,368	11,751,375
2014	50,217,402	9,859,180	186,724,336	66,114,829	312,915,749	68,596,193	148,583,561	48,996,733
2015	50,615,368	8,393,445	100,740,065	58,184,959	217,933,837	153,225,844	301,809,405	95,272,347
2016	49,022,064	7,044,192	33,099,313	51,236,494	140,402,064	211,828,769	513,638,174	118,012,231
2017	47,174,745	6,199,096	0	46,002,196	99,376,037	233,555,259	747,193,433	117,385,626
2018	47,450,121	5,963,648	0	43,396,256	96,810,025	223,419,645	970,613,077	101,660,589
2019	47,812,561	5,704,984	0	44,215,565	97,733,110	207,421,870	1,178,034,947	85,518,310
2020	47,930,063	5,452,227	110,807	46,135,764	99,628,861	191,097,722	1,369,132,670	71,411,140
2021	46,285,236	5,092,875	0	49,022,069	100,400,180	171,460,937	1,540,583,606	58,115,269
2022	46,684,633	4,832,405	0	50,865,544	102,382,581	152,520,458	1,693,104,064	46,902,010
2023	47,158,345	4,596,888	0	50,022,030	101,777,263	137,376,330	1,830,480,394	38,296,920
2024	46,748,289	4,345,630	0	46,258,792	97,352,710	123,117,812	1,953,598,206	31,088,951
Sub-Total	672,172,804	94,773,765	867,980,106	753,066,774	2,387,993,448	1,953,598,206		893,167,173
Remainder	49,441,921	2,888,210	117,589	12,807,283	65,255,003	33,869,984	1,987,468,190	6,897,142
Total Future	721,614,725	97,661,975	868,097,695	765,874,057	2,453,248,451	1,987,468,190		900,064,315

Life of summary is: 18.51 years.

These data are part of a Ryder Scott report and are subject to the conditions in the text of the report.

25.9 社會和環境：

MIE已經告知雷德斯考特下列內容：

「自二零零七年，公司已經實行了安社國際建議的行動計劃，其中包括水體處理，植被復墾，土壤和地下水評估，提升的環境管理體系，環境管理培訓，以及環境合規審核。

公司設有安全環保部，每個項目和井隊還有專門人員負責監督和確保遵循了環境和安全措施。公司的環保措施關注頂土保持，防滲漏和水體處理。中國國家和地方環境法律法規對超出規定標準的廢水排放徵收費用，對於嚴重違反規定的追加罰金，而且對於那些破壞環境，而且沒有按照要求停止或整改操作設備的，國家和地方政府可自行決定暫停或終止。在二零零七年，二零零八年，二零零九年和二零一零年上半年，油田沒有事故或者累計罰金對公司業務或經營業績並未造成重大不利影響。

公司現在沒有任何環境方面的索賠，而且確信公司的環保系統和設施足夠使公司遵守適用的國家和地方環保法規。」

雷德斯考特不是專業環境工程公司，對於資產中可能存在或不存在的環境問題，沒有資質給予意見。這超出了我們的專業領域，因此，除了MI能源提供的信息，我方對環境現狀不作出評論。

25.10 意見根據：

25.10.a

基於我們對現行石油立法，稅務和資產所在地煙生產管理法規的理解，進行了這次調查。

25.10.b

基於公司中國法律顧問，北京市中倫律師事務所提供的法律意見，根據上述法律意見闡明的三份生產分成合同，公司擁有在大安、廟3和莫里青這三塊油田勘探和生產的權利。

25.10.c 意見根據

此評估根據專業調研所認可的標準反映了我們運用專業知識的判斷，所做評估是與業界採用的石油工程和地質學慣例一致的。然而，本報告和報告中結論易受到儲量和資源量估算，及工程、地質和地球物理資料解釋過程中關聯的本質上不確定因素的制約。本次調研是在我們對現行石油立法，稅務和資產所在地煙生產管理法規的理解範圍內進行的。然而，雷德斯考特不能對所有權、權利、任何可能存在的留置權或者對涉及到許可證或協議的任何法律問題作出證明。我們對儲量（探明儲量、概算儲量和可能儲量）的估算是以MI能源（資產的作業者）提供的數據為基礎的。我們認可了MI能源公司提供的數據和信息，沒有對數據進行獨立驗證。

該報告體現出我們從獨立專業角度上的意見，該評估不應視為對結果的保證或者是對公允市場價值的評估。在石油勘探和生產中有不確定性因素，且全部的評估都是在不確定性的框架下進行的，這應當被理解。如果我們有可用信息更新，我們會修改我們的意見和判斷以體現最新信息。

本報告僅體現在此特指的資產。本研究僅供MI能源及其顧問使用。雷德斯考特已書面同意刊發本文件，並同意於其中登載其名，轉載本報告及援引當中所作引述，且迄今並無撤回其同意書。雷德斯考特特此說明，對本文件此部分所載報告中所載信息承擔責任；為確保實事求是，在作出一切合理盡職審查後，就其所深知及確信，雷德斯考特公司認為，本報告所載信息皆立足事實，且並無遺漏任何可能影響該等信息來源的事件。

此致

MI能源控股有限公司各位董事
中國
北京朝陽區
慧忠路5號
遠大中心
C座402室
郵編100101

雷德斯考特公司
德州工程師協會公司註冊號：F-1580

經營高級副總裁
Larry P. Connor, P.E.
德州工程師協會證書編號：58639

高級副總裁
James R. Broome, P.G.

謹啟

二零一零年〔●〕月〔●〕日
LPC/sm

本公司組織章程概要

1 組織章程大綱

本公司的組織章程大綱乃於二零一零年十一月〔●〕日有條件採納，其中規定本公司股東承擔有限的責任，而本公司的成立宗旨並無限制，且本公司擁有全部權力和權限實現公司法或任何其他開曼群島法例並無禁止的目標。

2 組織章程細則

本公司的組織章程細則乃於二零一零年十一月〔●〕日有條件採納。以下為其條文：

2.1 股份類別

本公司股本由普通股組成。於組織章程細則生效當日，本公司資本為100,000,000美元，分為100,000,000,000股股份，每股面值0.001美元。

2.2 董事

(a) 配發及發行股份的權力

根據公司法及組織章程大綱及細則的規定，本公司的未發行股份（不論為原股本的部分或任何新增股本）須由董事處置，董事可在其認為適當的時間，按其認為適當的對價及條款，向其認為適當的人士要約發售、配發股份、授予認股權或以其他方式處置。

按照組織章程細則的規定及本公司於股東大會作出的任何決定，並且在不損害任何現有股份持有人獲賦予或任何類別股份所附任何特別權利的大前提下，董事可在其認為適當的時間，按其認為適當的對價，向其認為適當的人士發行附有該等優先權、遞延權、資格權或其他特權或限制（無論有關股息、投票權、資本歸還或其他方面）的股份。按照公司法的規定及授予任何股份持有人的任何特權或附於任何類別股份的特權，經特別決議案批准，任何股份可按條款發行，而條款可規定由本公司或股份持有人選擇將股份贖回。

(b) 出售本公司或任何附屬公司資產的權力

本公司的業務由董事管理。除組織章程細則指明給予董事的權力及授權外，董事在不違反公司法及組織章程細則規定，及任何由本公司在股東大會不時制定且與上述規定及組織章程細則並無抵觸的規則（惟該規則不得使董事在之前所進行而當未有該規則時原應有效的事項無效）的情況下，可行使及作出本公司可行使、作出或批准以及非組織章程細則或公司法明確指示或規定由本公司於股東大會行使或進行的一切權力及事宜。

附錄六

本公司組織章程及開曼群島公司法概要

(c) 失去職位的補償或付款

向董事或前任董事支付款項作為失去職位的補償，或其退任的對價或有關的付款（並非合同規定須付予董事者）必須事先獲得本公司在股東大會批准。

(d) 給予董事的貸款

組織章程細則有關於禁止給予董事及聯繫人貸款的規定，與公司條例的限制相同。

(e) 購買股份的財務資助

按照所有適用法律，本公司可向本公司、其附屬公司或任何控股公司或該控股公司的任何附屬公司的董事及僱員，就有關購買本公司或其任何附屬公司或控股公司的股份提供財務資助。此外，受所有適用法律的規限下，本公司可向信託人，就收購以本公司、其附屬公司或任何控股公司或該控股公司的任何附屬公司的僱員（包括受薪董事）的利益持有的本公司股份或其任何附屬公司或控股公司的股份，提供財務資助。

(f) 披露在與本公司或其任何附屬公司所訂立合同中的權益

任何董事或建議委任的董事不得因其職位而失去以賣方、買方或任何其他身份與本公司訂立合同的資格，且任何該等合同或由本公司或本公司的代表與任何人士、公司或合夥人訂立而任何董事為其中的股東或於其中有利益關係的其他合同或安排亦不得因此撤銷。參加訂約或身為股東或在其中擁有利益關係的任何董事毋須因其董事職務或由此而建立的受託關係，向本公司交出其由任何此等合同或安排所獲得的利潤，但若該董事在該合同或安排中擁有重大利益，其必須於最早召開的董事會會議在其切實可行的情況申報其利益的性質，方式為明確地或透過一般通告指明，按照通告所示事實為理由，其將被視為於本公司可能訂立的任何特殊描述合同中擁有權益。

董事不得就其或其任何聯繫人有任何重大利益的合同或安排或任何其他建議的任何董事決議案投票（亦不可計入會議的法定人數內），倘董事就此投票，其投票將不獲計算（他亦不會計入該決議案的法定人數內），惟此項限制不適用於下列任何情況，包括：

- (i) 就董事或其任何聯繫人在本公司或其任何附屬公司的要求下或為該等公司的利益借出款項或引致責任而向該董事或其任何聯繫人提供任何抵押或彌償保證；
- (ii) 就董事或其任何聯繫人本身為本公司或其任何附屬公司的債項或債務承擔全部或部分責任（不論單獨或共同作出擔保或彌償保證或給予抵押）而向第三方提供任何抵押或彌償保證；
- (iii) 有關提呈發售本公司或任何本公司可能創辦或擁有權益的其他公司股份、債券或其他證券（或由本公司或該等公司發售）以供認購或購買，而董事或其任何聯繫人因有參與建議的包銷或分包銷而有利益關係的任何建議；

附錄六

本公司組織章程及開曼群島公司法概要

- (iv) 與董事或其任何聯繫人僅以高級職員、行政人員或股東身份直接或間接擁有權益或該董事或其任何聯繫人實益擁有其股份的任何其他公司有關於任何建議，惟該董事及其任何聯繫人並無合共實益擁有該公司（或其權益或其任何聯繫人的權益藉任何第三公司取得的該第三公司）任何類別的已發行股份或投票權5%或以上的權益除外；
- (v) 有關本公司或其任何附屬公司的僱員利益的任何建議或安排包括：
- 採納、修改或執行董事或其任何聯繫人可能佔有利益的任何僱員購股計劃或任何股份獎勵計劃或購股權計劃；
 - 有關採納、修改或執行其有關本公司或其任何附屬公司董事、其聯繫人及僱員的養老金或公積金或退休、身故或傷殘撫恤計劃，而並無給予任何董事或其任何聯繫人一般不會給予與該計劃或基金有關類別的人士的特權或利益；及
 - 董事或其任何聯繫人僅因持有本公司股份或債券或其他證券的權益而與其他持有本公司股份或債券或其他證券的人士一樣以相同方式擁有權益的任何合同或安排。

(g) 酬金

董事可就其服務收取由董事或本公司於股東大會（視乎情況而定）不時釐定的酬金。除非決議案另有規定，否則酬金按董事同意的比例及方式分派予董事，如未能達成協議，則由各董事平分，惟任職時間少於整段有關酬金期間的董事僅可按其任職時間比例收取酬金。該等酬金為擔任本公司受薪職位的董事因擔任該等職位而獲得的任何其他酬金以外的酬金。

董事在執行董事職務時可報銷所有合理的支出（包括往返交通費），包括出席董事會會議、委員會會議或股東大會的往返交通費，或處理本公司業務或執行董事職務的其他費用。

倘任何董事應本公司要求提供任何特殊或額外服務，則董事可向其支付額外酬金。此種特殊酬金可以薪金、佣金或分享利潤或其他董事同意的方式支付予該董事，作為其擔任董事所得一般酬金外的額外報酬或代替其一般酬金。

董事可不時釐定執行董事或獲本公司委任執行其他管理職務的董事的酬金，以薪金、佣金或分享利潤或其他方式或以上全部或任何方式支付，並可包括由董事不時決定的其他福利（包括購股權及／或養老金及／或撫恤金及／或其他退休福利）及補貼。上述酬金為其作為董事原應收取的酬金以外的報酬。

(h) 退任、委任及免職

董事擁有權力可隨時及不時委任任何人士出任董事，以填補臨時空缺或出任新增的董事職位。按上述方式委任的董事，任期將於本公司下屆股東週年大會舉行時屆滿，屆時可於會上重選連任。

本公司可通過普通決議案在任期屆滿前罷免任何董事（包括董事總經理或其他執行董事），儘管組織章程細則中的任何條款或本公司與該董事訂立的任何協議（但不得損害該董事就其董事委任終止或任何因該董事任命終而致使的其他委任或職位的終止而應得的補償或賠償）。本公司可通過普通決議案委任其他人士填補其職位。按上述方式委任的董事僅可於該期間內出任董事，猶如該被罷免的董事並無被罷免。本公司亦可通過普通決議案選任任何人士為董事，以填補臨時空缺或出任新增的董事職位。按上述方式委任的任何董事，任期將於本公司下屆股東週年大會舉行時屆滿，屆時可重選連任。任何未經董事推薦的人士均不可於任何股東大會獲選為董事，除非在不早於寄發指定進行該選舉的大會通知後起計，直至不少於該大會日期前七天止的七天期間，由合資格出席大會並於會上投票的本公司股東（非該獲提名人士）以書面通知本公司秘書，擬於會上提名該名人士參加選舉，且遞交該名擬獲提名人士簽署的書面通知以證明其願意參與選舉。

毋須以持有股份作為出任董事的資格，出任董事亦無年齡限制。

在下列情況下董事須離職：

- (i) 如該董事向本公司的註冊辦事處或其香港主要辦事處發出書面通知辭職；
- (ii) 如有管轄權的法院或政府官員根據董事現時或可能神志紊亂或因其他原因而不能處理其事務而發出命令且董事議決將其撤職；
- (iii) 如未告假而連續12個月缺席董事會會議（除非已委任代理董事代其出席）且董事議決將其撤職；
- (iv) 如董事破產或獲指令被接管財產或停止支付款項或與其債權人全面達成還款安排協議；
- (v) 如法例或組織章程細則規定終止出任董事或被禁止出任董事；
- (vi) 如由當時不少於四分之三（倘非整數，則以最接近的較低整數為準）的董事（包括其本身）簽署的書面通知將其撤職；或
- (vii) 如根據組織章程細則本公司股東通過普通決議案將其撤職。

於本公司每年的股東週年大會，三分之一在任董事，或倘董事數目並非三位或三的倍數，則以最接近但不少於三分之一的董事須輪席告退，惟每名董事（包括按特定任期獲委任的董事）均須最少每三年輪席告退一次。任滿告退的董事的任期直至大會（他於該大會退任並合資格重選連任）結束時止。本公司於有任何董事任滿告退的股東週年大會上，可再重選相同數目的董事以填補空缺。

(i) 借貸權力

董事可不時酌情行使本公司全部權力為本公司籌集或借貸或擔保償付任何款項，及將本公司全部或部分的業務、現時及日後的物業及資產與未催繳股本予以按揭或抵押。

董事行使這些權力的權利只可以特別決議案更改。

(j) 董事會會議程序

董事可在世界任何地點共同舉行會議以處理事務、召開續會及以其認為適當的方式調整會議及程序。董事會會議提出的問題須經大多數票數表決通過。若票數相同，會議主席可投第二票或決定票。

2.3 修訂組織章程文件

除以特別決議案通過外，不得更改或修訂組織章程大綱或細則。

2.4 修訂現有股份或股份類別的權利

如本公司股本在任何時間分為不同類別股份時，在公司法的規定下，除非某類股份的發行條款另有規定，當時已發行的任何類別股份所附有的全部或部分權利，可經由不少於持有該類已發行股份面值四分之三的持有人書面同意，或經由該類股份持有人在另行召開的大會上通過特別決議案批准而修訂或廢除。倘組織章程細則中關於股東大會的所有規定經作出必要修訂後亦適用於該等另行召開的大會，惟該等大會及其續會的法定人數須為於召開有關會議之日合共持有該類已發行股份面值不少於三分之一的人士（或其代表或正式獲授權代表）。

除非有關股份所附權利或發行條款另有規定，否則賦予任何類別股份持有人的特別權利，不得因設立或發行與其享有同等權益的股份而被視為予以修訂。

2.5 更改股本

不論當時所有法定股本是否已經發行，亦不論當時所有已發行股份是否已繳足股本，本公司可隨時在股東大會上以普通決議案增設新股份而增加股本，新股本數額由有關決議案規定，並將股本分為決議案所規定數目的股份。

本公司可不時以普通決議案：

- (a) 將所有或部分股本合併及拆分為數額大於現有股份的股份。在合併已繳足股份並將其分為數額大於現有股份的股份時，董事或須以其認為適當的方式解決任何可能出現的困難，尤其是（在不影響前述的一般性原則下）將予合併股份的持有人之間如何決定將何種股份合併為一股合併股。此外，倘任何人士因股份合併而獲得不足一股的合併股份，則該零碎股份可由董事就此委任的人士出售，該人士可將售出的零碎股份轉讓予買方，而該項轉讓的有效性不應受質疑，並將出售所得款項（扣除有關出售費用）的淨額分派予原應獲得零碎合併股份的人士，按他們的權利及利益分派，或支付予本公司而歸本公司所有；
- (b) 按公司法的規定，註銷在有關決議案通過當日仍未被任何人士認購或同意認購的所有股份，並將股本按所註銷股份的數額減少；及
- (c) 將全部或部分股份數額分為少於當時組織章程大綱規定的數額，惟不得違反公司法的規定，且有關分拆股份的決議案可決定（分拆影響股份持有人之間）其中一股或更多股份可較其他股份有優先權或其他特別權利，或有遞延權利或限制，而該等優先權或其他特別權利、遞延權利或限制為本公司可附加於未發行或新股份者。

本公司可以在符合公司法指定的條件下，以特別決議案根據任何授權形式將股本或任何資本贖回儲備金減少。

2.6 特別決議案 – 須以大多數票通過

根據組織章程細則，「特別決議案」一詞按公司法的定義指須由有權投票的本公司股東在股東大會親身或（若股東為公司）由其正式獲授權代表或委任代表（若允許委任代表）以不少於四分之三大多數票通過的決議案，而指明擬提呈特別決議案的有關大會通告已正式發出，並包括由本公司全部有權在本公司股東大會投票的股東以書面方式在一份或多份經一位或以上的股東於文書上簽署批准的特別決議案，而以此方式獲採納的特別決議案的生效日期為簽署該文書或（如多於一份）最後一份文書的簽署日期。

另一方面，根據組織章程細則，「普通決議案」一詞指須由有權投票的本公司股東在根據組織章程細則規定舉行的股東大會親身或（如股東為公司）由其正式獲授權代表或委任代表（若允許委任代表）以簡單多數票通過的決議案，亦包括由上述本公司全體股東書面批准的普通決議案。

2.7 表決權

在任何類別股份當時附有的任何特別權利、特權或限制的規限下，於任何股東大會上在以舉手表決的方式下，每位親身出席大會的本公司股東（或若股東為公司，則其正式獲授權代表或委任代表）或委任代表，可就本公司股東名冊中以其名義登記的每股股份投一票。

根據上市規則，當本公司任何股東須就某項決議案放棄投票或禁止投票贊成或反對某項決議案，任何違反該規定或限制的投票或代表該名股東的投票不會計算在內。

如為任何股份的聯名登記持有人，任何一名該等人士可就該股份於任何大會上親身或由委任代表投票，猶如其為唯一有權投票者；倘多於一名該等聯名登記持有人親身或由委任代表出席任何大會，則有關聯名股份排名最優先或（視情乎而定）較優先的出席人士為唯一有權投票者，就此而言，優先次序應按股東名冊就有關聯名股份的聯名股東排名為準。

被有管轄權法院或政府官員頒令指其現時或可能精神紊亂或因其他理由不能處理其事務的本公司股東，可由任何在此情況下的獲授權人士代其投票，而該人士可委任代表投票。

除組織章程細則明確規定或董事另有決定外，並未正式登記為本公司股東，及未就其股份於到期時支付應付本公司的所有款項的人士，不得親身或由委任代表出席任何股東大會或於會上投票（作為本公司其他股東的委任代表除外）或計入法定人數內。

於任何股東大會上，任何提呈大會表決的決議案須以投票方式表決。

倘本公司股東為一家認可結算所（或其代名人），則可授權其認為適當的人士作為其委任代表或受委代表，出席本公司任何股東大會或本公司任何類別股東大會，惟倘超過一名人士獲授權，則授權書須列明各名獲授權人士所代表的股份數目及類別。根據本規定獲授權的人士有權代表的認可結算所（或其代名人）行使的同樣權利及權力，猶如該認可結算所（或其代名人）為持有該授權書指定的股份數目及類別的本公司個別股東可以行使者。

2.8 股東週年大會

除其他股東大會外，本公司須每年舉行一次股東週年大會，並須在召開股東週年大會的通告中指明其為股東週年大會。本公司股東週年大會舉行日期應在上屆股東週年大會閉會後十五個月內（或聯交所可能批准的較長期間）召開。

2.9 賬目及核數

按公司法的規定，本公司董事須安排保存足以真確及公平反映本公司業務狀況及解釋其交易及其他事項所需的賬冊。

本公司董事可不時決定以何種程度、時間及地點及在何種情況或規例下，公開本公司賬目及賬冊，供本公司股東（本公司行政人員除外）查閱。除公司法或任何其他有關法例或規例賦予權利或獲董事授權或本公司在股東大會上所批准外，任何股東無權查閱本公司任何賬目、賬冊或文件。

從首屆股東週年大會起，本公司董事須安排編製及於每屆股東週年大會向本公司股東呈報有關期間的損益賬（就首份賬目而言，自本公司註冊成立起；就任何其他情況下，由上一份賬目刊發後開始），連同於損益賬資產負債表日的資產負債表、董事對於有關損益賬涵蓋期間本公司損益及於有關期末本公司財務狀況的報告、有關該等賬目的核數師報告，以及法律可能規定的其他報告及賬目。將於股東週年大會向本公司股東呈報的文件副本，須於該大會日期前不少於21個完整日按組織章程規定本公司送達通告的方式，寄予本公司各股東及本公司各債券持有人，惟本公司毋須將該等文件的副本交予本公司不知悉其地址的任何人士或超過一位聯名股份或債券持有人。

本公司須在任何股東週年大會委任本公司一名或多名核數師，任期至下屆股東週年大會止。核數師酬金由本公司於委任核數師的股東週年大會上釐定，惟本公司可在任何個別年度於股東大會上授權董事釐定核數師的酬金。

2.10 會議通告及議程

股東週年大會及其他為通過特別決議案而召開的股東特別大會須發出不少於21個完整日的通告，其他股東特別大會以不少於14個完整日的通告召開。通知期包括遞交之日或視作遞交之日及所通知之日，而通告須列明會議時間、地點及議程、以及將於會議中討論的決議案詳情。如有特別事項，則須列明該事項的一般性質。召開股東週年大會的通告須指明該會議為股東週年大會，而召開會議以通過特別決議案的通告須指明擬提呈一項特別決議案。每份股東大會通告均須寄發予本公司核數師及全體股東（惟按照組織章程細則或所持有股份的發行條款規定無權獲本公司發出該等通告者除外）。

儘管本公司會議的開會通知期可能較上述規定者為短，在下列人士同意下，有關會議仍視作已正式召開：

- (a) 倘召開股東週年大會，則由全體有權出席及投票的本公司股東或其委任代表；及
- (b) 倘召開任何其他會議，則由有權出席及投票的大多數股東（合共持有的股份以面值計不少於具有該項權利的股份的95%）。

所有在股東特別大會處理的事項及在股東週年大會所處理的事項均被視為特別事項，惟下列事項則視為普通事項：

- (a) 宣派及批准分派股息；
- (b) 省覽及採納賬目及資產負債表及董事與核數師報告書，及規定附加於資產負債表的其他文件；
- (c) 選舉董事替代退任的董事；

- (d) 委任核數師；
- (e) 釐定董事及核數師的酬金或決定釐定酬金的方式；
- (f) 根據下文(g)分段向董事授出任何授權或權力以發售、配發或授出有關的購股權或以其他方式處置不超過本公司當時已發行股本面值20%（或上市規則可能不時規定的其他百分比）的本公司未發行股份及所購回的任何證券數目；及
- (g) 給予董事任何授權或權力以購回本公司證券。

2.11 股份轉讓

股份轉讓可以通用格式或董事批准的任何其他格式（須與聯交所規定的標準轉讓格式一致）的轉讓文據進行。

轉讓文據須由轉讓人及（除非董事另有決定）承讓人雙方或其代表簽署。在承讓人姓名列入本公司的股東名冊前，轉讓人仍得視為股份的持有人。所有轉讓文據由本公司保留。

本公司董事可拒絕登記任何未繳足股本或本公司擁有留置權的股份轉讓。本公司董事亦可拒絕登記任何其他股份的轉讓，除非：

- (a) 向本公司提交轉讓文據連同有關的股票（於轉讓登記後將予註銷），及董事合理要求可證明轉讓人有權進行轉讓的其他證明；
- (b) 轉讓文據只涉及一類股份；
- (c) 轉讓文據已妥為蓋上釐印（如需蓋釐印者）；
- (d) 如將股份轉讓給聯名持有人，則獲轉讓股份的聯名持有人不得超過四名；
- (e) 有關股份不涉及本公司的任何留置權；及
- (f) 就此向本公司支付聯交所不時釐定的最高應付費用（或董事不時要求的較低數額）。

如董事拒絕登記任何股份轉讓，須在遞交轉讓文據予本公司的日期起兩個月內向轉讓人及承讓人發出拒絕登記通知。

根據上市規則，在報章以廣告方式發出14日的通告或按組織章程細則規定以電子通信方式發出通告後，可暫停辦理全部過戶登記及本公司股東名冊手續，其時間及期限可由董事不時決定。惟在任何年度內，停止辦理股份過戶登記及停止本公司股東名冊手續的期間不得超過30日，或本公司股東以普通決議案決定的較長期間，惟該期間在任何一年均不得超過60日。

2.12 本公司購回本身股份的權力

根據公司法及組織章程細則，本公司有權在若干限制下購回本身的股份，惟董事只可根據股東於股東大會授權的方式代表本公司行使該權力，並只可根據聯交所與香港證券及期貨事務監察委員會不時實施的任何適用規定作出。

2.13 本公司任何附屬公司擁有股份的權力

組織章程細則並無關於附屬公司擁有股份的規定。

2.14 股息及其他分派方式

在不違反公司法及組織章程細則的情況下，本公司可在股東大會宣佈以任何貨幣派發股息，惟股息總額不得高於董事所建議者。本公司只可從合法可供分派的本公司溢利及儲備中（包括股份溢價）宣派或派付股息。

除任何股份所附權利或發行條款另有規定者外，就支付股息的整個期間內未繳足的任何股份而言，一切股息須按派發股息的任何期間的實繳股款比例分配及支付。就此而言，凡在催繳前就股份所繳付的股款將不會被視為股份的實繳股款。

董事可根據本公司的溢利不時向本公司股東派發董事釐定的中期股息。倘本公司董事認為可供分派溢利可作出股息時，其亦可每半年或以董事選擇可派付任何股息的其他期間以固定比率（如適用）支付任何股息。

董事可保留就本公司有留置權的股份所應支付的任何股息或其他應付賬款，亦可將該等股息或款項用作抵償有關留置權的債務、負債或協定。董事亦可從本公司股東應獲派的任何股息或其他應付賬款中扣減其當時應付本公司的催繳股款、分期股款或其他應付賬款（如有）。

本公司毋須承擔股息的利息。

當董事或本公司在股東大會上議決就本公司股本派付或宣派股息時，董事可繼而議決：(a)配發入賬列為繳足的股份作為支付全部或部分股息，而所配發的股份須與承配人已持有的股份屬於相同類別，且有權獲派股息的本公司股東可選擇收取現金作為全部股息或部分股息以代替配發；或(b)有權獲派股息的本公司股東可選擇獲配發入賬列為繳足的股份以代替董事們認為適合的全部或部分股息，而所配發的股份須與承配人已持有的股份屬於相同類別。本公司在董事建議下亦可通過普通決議案，就本公司任何一項特定股息議決（儘管有上述情況）指定該股息可透過配發入賬列為繳足的股份作為派發全部股息，而不給予本公司股東選擇收取現金股息以代替配發的權利。

應以現金支付予股份持有人的任何股息、利息或其他款項可以支票或股息證的方式寄往本公司股東的登記地址，或如為聯名持有人則寄往在本公司股東名冊有關聯名股份排名首位的股東的登記地址，或持有人或聯名持有人以書面通知指定的人士及地址。除持有人或聯名持有人另有指示外，所有以上述方式寄發的支票或股息證應以只付予抬頭人的方式付予有關持有人或有關股份聯名持有人在本公司股東名冊排名首位者，郵誤風險由他們承擔，而當付款銀行支付任何該支票或股息證後，即表示本公司已經就支票或股息證所指的股息及／或紅利付款（儘管其後發現股息被竊或其任何加簽為假冒）。若有關支票或股息證在連續兩個情況下未能兌現，本公司可終止寄發有關股息的支票或股息證。然而，倘股息支票或股息證於首次發送時未能送達而遭退還，本公司可行使權力終止發送有關股息的支票或股息證。兩位或以上聯名持有人的其中任何一人可就應付有關該等聯名持有人所持股份的股息或其他款項或可分派資產發出有效收據。

所有於宣派股息六年後仍未領取任何股息可由董事沒收，撥歸本公司所有。

在本公司股東於股東大會同意下，本公司董事可規定以分派任何種類的指定資產（尤其是其他公司的繳足股份、債券或可認購證券的認股權證）的方式代替全部或部分股息，而當有關分派出現困難時，董事須以其認為適當的方式解決，尤其可不理會零碎配額，將零碎股份調高或調低或規定零碎股份須累算撥歸本公司利益，亦可為分派而釐定該等指定資產的價值，並可決定按所釐定的價值向本公司股東支付現金，以調整各方的權利，並可在董事們認為適當的情況下將該等指定資產交予信託人。

2.15 委任代表

有權出席及在本公司會議上投票的本公司股東可委任其他人士（必須為個別人士）作為代表，代其出席及投票，而委任代表享有與股東同等的權利可在會議上發言。委任代表毋須為本公司股東。

委任代表文據須為通用格式或董事可能不時批准的其他格式，惟須讓股東能指示其委任代表投票贊成或反對（如沒有作出指示或指示有所衝突，則可自行酌情投票）將於會上提呈與代表委任表格有關的各項決議案。委任代表文據應被視為授權受委代表在其認為合適時對提呈會議決議案的任何修改進行表決。除委任代表文據規定外，只要續會在大會原定舉行日期後十二個月內舉行，該委任代表文據於有關會議的續會仍然有效。

委任代表的文件須以書面方式由委任人或其授權代表簽署，如委任人為公司，則須加蓋公司印鑑或經由高級職員、代表或其他獲授權的人士簽署。

委任代表的文件及（如董事要求）已簽署的授權書或其他授權文件（如有），或經由公證人簽署證明的授權書或授權文件的副本，須不遲於有關委任文件所列人士可投票的會議或續會指定舉行時間48小時前，交往本公司註冊辦事處（或召開會議或續會的通告或隨附的任何文件內所指明的其他地點）。如在該會議或在續會日期後舉行投票，則須不遲於指定投票時間48小時前送達，否則委任代表文件會被視作無效。委任代表文件在簽署日期起計12個月後失效。送交委任代表文件後，本公司股東仍可親身出席有關會議並進行投票並進行投票，在此情況下，有關委任代表文件被視作已撤回。

2.16 催繳股款及沒收股份

本公司董事可不時向本公司股東催繳有關他們所持股份尚未繳付且毋須依據配發條件按指定付款期繳付的款項（不論為股份面值或溢價），而本公司各股東須於指定時間及地點（惟本公司須有不少于14日的通知，指明付款時間及地點）向本公司支付催繳股款的款項。董事可決定撤回或延遲催繳股款。被催繳股款的人士在其後轉讓有關被催繳股款的股份後仍有責任支付被催繳的股款。

催繳股款可以一整筆款項或分期支付，並被視作於董事授權作出催繳的決議案通過當日支付。股份聯名持有人須共同及個別負責支付所有該等股份的催繳款項及分期款項或有關的其他到期款項。

倘任何股份的催繳股款在指定付款日期之前或該日尚未繳付，則欠款人士須按董事可能決定的利率（不超過年利率15厘）支付由指定付款日期至實際付款日期間有關款項的利息，但董事可豁免繳付全部或部分利息。

如任何股份的催繳股款或分期股款在指定付款日期後仍未支付，則董事可於股款任何部分仍未繳付時隨時向該等股份的持有人發出通知，要求支付未付的催繳股款或分期股款連同應計及可能累計至實際付款日期的利息。

該通知須指明另一付款期限（不早於送達該通知日期後14日）及付款地點，並表明若仍未能在指定日期或之前前往指定地點付款，則有關催繳股款或分期股款尚未繳付的股份可遭沒收。

若股東不依有關通知的要求辦理，則通知涉及股份於其後但在未付通知所規定的所有催繳股款或分期股款及利息前，可隨時由董事通過決議案予以沒收。沒收將包括有關被沒收股份的所有已宣佈但於沒收前仍未實際支付的股息及紅利。被沒收的股份將被視為本公司的財產，可以出售、再次配發或以其他方式處置。

被沒收股份的人士將不再就有關被沒收股份為本公司股東，而雖然已被沒收股份，惟仍有責任向本公司支付於沒收之日應就該等股份付予本公司的全部款項，連同（倘董事酌情規定）由沒收之日起至付款日期為止期間以董事可能規定不超過年利率15厘計算的利息，而董事可要求付款而毋須就所沒收股份於沒收之日的價值作出任何折讓。

2.17 查閱股東名冊

本公司須設置股東名冊，於所有時間顯示本公司當時的股東及他們各自持有的股份。在報章以廣告方式發出14日的通知按組織章程細則所規定，或根據上市規則，本公司可以電子方式發出通知的方式發出電子通信後，本公司可在董事不時決定的時間及期間暫停辦理全部或任何類別股份的登記，惟暫停辦理股東名冊登記手續的期間在任何一年內不得超過30日（或本公司股東以普通決議案決定的較長期間，但在任何一年內暫停登記期限不得超過60日）。

在香港設置的股東名冊須於一般辦公時間內（惟董事可作出合理的限制）免費供本公司股東查閱，而其他人士在繳付董事可能釐定每次不超過2.50港元（或上市規則可能不時許可的較高金額）的查閱費後亦可查閱。

2.18 會議及另行召開的各類別會議的法定人數

股東大會如無足夠法定人數，則不可處理任何事項。但即使無足夠法定人數，仍可委任、指派或選舉主席，而委任、指派或選舉主席並不被視為會議的議程一部分。

兩位親身出席的本公司股東或其委任代表為會議的法定人數，惟倘本公司只有一位股東，則法定人數為親身出席的該名股東或其委任代表。

就組織章程細則的規定，屬公司身份的本公司股東如派出經該公司董事或其他監管部門通過決議案委任的正式授權代表或藉授權書派出代表，代表該公司出席本公司有關股東大會或本公司任何有關類別股東大會，則當作該公司親身出席論。

本公司另行召開的各類別股東大會的法定人數載於上文2.4分段。

2.19 少數股東在遭受欺詐或壓制時可行使的權利

組織章程細則並無關於少數股東在遭受欺詐或壓制時可行使的權利的規定。

2.20 清盤程序

倘本公司清盤，而可向本公司股東分派的資產不足以償還全部已繳股本，則資產的分派方式為盡可能由股東按開始清盤時所持股份的已繳或應繳股本比例分擔虧損。如於清盤時，可向本公司股東分派的資產超逾償還開始清盤時全部已繳股本，則餘數可按本公司股東就其所持股份於開始清盤時的已繳股本的比例向本公司股東分派。上述並不會損害根據特別條款及條件所發的股份的持有人的權利。

倘本公司清盤，清盤人可在本公司以特別決議案批准及公司法規定的任何其他批准下，將本公司全部或任何部分資產以實物或現物分派予本公司股東，而不論該等資產為同一類或多類不同的財產。清盤人可為前述分派的任何財產釐訂其認為公平的價值，並決定股東或本公司不同類別股東間的分派方式。清盤人可在獲得同樣批准的情況下，將該等資產全部或任何部分交予清盤人在獲得同樣批准及按公司法規定的情況下認為適當的信託人，由信託人以信託方式代本公司股東持有，惟不得強迫本公司股東接受任何負有債務的資產、股份或其他證券。

2.21 失去聯絡的股東

倘：(i)合共不少於三張有關應以現金支付該等股份持有人的支票或付款單在12年內全部仍未兌現；(ii)本公司在上述期間或下文(iv)項所述的三個月限期屆滿前，並無接獲有關該股東的所在地點或存在的任何消息；(iii)在上述的12年期間，至少應已就有關股份派發三次股息，而股東於有關期間內並無領取股息；及(iv)於12年期滿時，本公司以廣告方式在報章發出通告按照組織章程細則或上市規則的規定，運用本公司可以電子方式送交通知的方式發出電子通信，表示有意出售該等股份，且自刊登廣告日期起計三個月經已屆滿，並已知會聯交所本公司欲出售該等股份，則本公司可出售任何一位股東的股份或因身故、破產或法例實施而轉移於他人的股份。任何有關出售所得款項淨額將撥歸本公司所有，本公司於收訖該款項淨額後，即欠負該位前股東一筆相等於該項淨額的款項。

開曼群島公司法及稅務概要

1 緒言

公司法在頗大程度上根據較舊的英國公司法的原則訂立，惟公司法與現時的英國公司法有相當大的差異。以下為公司法若干條文的概要，惟此概要不表示包括所有適用的條文及例外情況，亦不表示總覽有別於有利益關係人士可能較熟悉的法域的同類條文的公司法及稅務各事項。

2 註冊成立

本公司於二零零八年三月二十日根據公司法在開曼群島註冊成立為獲豁免的有限公司。因此，本公司須主要在開曼群島以外地區經營業務。本公司須每年向開曼群島的公司註冊處處長遞交年度報告並根據其法定股本規模支付費用。

3 股本

公司法准許公司發行普通股、優先股、可贖回股份或綜合發行上述各種股份。

公司法規定，倘公司按溢價發行股份，不論是旨在換取現金或其他對價，須將相當於該等股份的溢價總值的款項撥入「股份溢價賬」內。倘公司根據作為收購或註銷任何其他公司股份的對價的任何安排所配發並以溢價發行股份的溢價，公司可選擇不按上述規定處理。公司法規定，在公司的組織章程大綱及細則規定（如有）的規限下，公司可按其不時決定的方式運用股份溢價賬，其中包括（但不限於）：

- (a) 向股東分派或派發股息；
- (b) 繳足公司未發行股份的股本，以便向股東發行已繳足股本的紅股；
- (c) 贖回及購回股份（惟須符合公司法第37條的規定）；
- (d) 撤銷公司的開辦費用；
- (e) 撤銷公司發行任何股份或債券所支付的費用、佣金或所給予折讓；及
- (f) 支付贖回或購買公司股份或債券應支付的溢價。

股份溢價賬不得用作向股東分派或派發股息，除非該公司在緊隨支付建議的分派或股息之日後有能力償還在其於日常業務中到期清付的債項。

公司法規定，在開曼群島大法院認可下，股份有限公司或具有股本的擔保有限公司，如其組織章程細則許可，可通過特別決議案以任何方式削減其股本。

在公司法的詳細規定規限下，股份有限公司或具有股本的擔保有限公司，如其組織章程細則許可，則可以發行可按公司或股東選擇贖回或有責任贖回的股份。此外，如其組織章程細則許可，

則公司可購回本身的股份，包括任何可贖回股份。然而，倘組織章程細則無規定購回的方式，則除非獲公司以普通決議案批准購回的方式，公司不得購回本身的股份。公司只可贖回或購買本身已繳足股本的股份。如公司贖回或購買本身股份後再無任何持股的股東，則不可贖回或購買本身股份。除非在緊隨建議付款之日後，公司仍有能力償還在日常業務中到期清付的債項，否則公司以公司股本贖回或購買本身的股份，乃屬違法。

開曼群島並無明文限制公司提供財務資助予他人以購回或認購公司本身或其控股公司的股份。因此，如公司董事審慎及誠信考慮下認為合適且符合公司利益，公司可提供該等財務資助。有關資助須以公平方式進行。

4 股息及分派

除公司法第34條的規定外，公司法並無有關派息的法定規定。根據英國案例法（可能於開曼群島在此方面具有說服力），股息只可以從公司的利潤分派。此外，公司法第34條許可，在符合償還能力且按其組織章程大綱及細則的規定（如有），公司可由股份溢價賬支付股息及分派（詳情請參閱上文第3項）。

5 股東訴訟

開曼群島法院料將參考英國的案例法判例。開曼群島法院已引用並依循Foss v. Harbottle判例（及其例外案例，該案例准許少數股東進行集體訴訟或引伸訴訟，以公司名義對(a)超越公司權限或非法行為，(b)欺詐少數股東而過失方為對公司有控制權的人士，及(c)並無得到由所需規定大多數（或特別指定大多數）股東通過的決議案提出訴訟）。

6 保障少數股東

如公司並非銀行且其股本分為股份，則開曼群島大法院可根據持有公司已發行股份不少於五分之一的股東申請，委派調查員審查公司的業務並按大法院指定的方式向法院呈報結果。

公司任何股東可入稟開曼群島大法院，如法院認為根據公平而公正的理由公司理應清盤，則可發出清盤令。

股東對公司的索償，一般而言須根據適用於開曼群島的一般合同法或民事侵權法，或根據公司的組織章程大綱及細則所確立作為股東具有的個別權利而提出。

開曼群島法院已引用並依循英國普通法有關不容許主要股東欺詐少數股東的規定。

附錄六

本公司組織章程及開曼群島公司法概要

7 出售資產

公司法並無特定條文限制董事出售公司資產的權力。根據一般法律，董事在行使上述權力時須以審慎及誠信的態度並為適當及符合公司利益的目標而進行。

8 會計及審核規定

公司法規定，公司須就下列各項保存適當的賬冊：

- (a) 公司所有收支款項，及有關收支事項；
- (b) 公司所有銷貨與購貨記錄；及
- (c) 公司的資產與負債。

如賬冊不能真實及公平地反映公司狀況及解釋有關的交易，則不視為適當保存賬冊。

9 股東名冊

在其組織章程細則的規定規限下，獲豁免公司可在董事不時認為適當而在開曼群島或以外的地點設置股東總名冊及分冊。公司法並無規定獲豁免公司向開曼群島公司註冊處處長遞交股東名單，因此股東姓名及地址並非公開資料，不會供給公眾查閱。

10 查閱賬冊及記錄

公司股東根據公司法一般並無查閱或獲得公司股東名冊或公司記錄副本的權利，惟具有公司的組織章程細則可能載列的權利。

11 特別決議案

公司法規定特別決議案須獲不少於三分之二（或公司的組織章程細則可能規定較大數目）有權出席股東大會及投票的股東或（如准許委派代表）其代表在股東大會通過，並已正式發出召開該大會並指明擬提呈的決議案為特別決議案的通告。如公司組織章程細則許可，公司當時有權投票的所有股東以書面簽署的決議案亦可具有特別決議案的效力。

12 附屬公司擁有母公司的股份

如公司的宗旨許可，則公司法並不禁止開曼群島公司收購及持有其母公司的股份。任何附屬公司的董事在進行上述收購時，必須以審慎及誠信的態度並以適當及符合附屬公司利益的目標而進行。

13 重組

法例規定進行重組及合併須在為此而召開的股東或債權人大會，獲得出席大會的大多數股東或債權人的價值75%的股東或債權人（視情況而定）批准，且其後獲開曼群島大法院認可。雖然有異議的股東可向大法院表示申請批准的交易對股東所持股份並無給予合理價值，但如無證據顯示管理層有欺詐或不誠實，開曼群島大法院不大可能僅因上述理由而否決該項交易，而倘該項交易獲批准及完成，則異議股東將不會獲得類似諸如美國公司的異議股東一般會具有的估值權利（即按照法院對其股份的估值而獲得現金的權利）。

14 收購

如一家公司提出收購其他公司股份的建議，且在提出收購建議後四個月內，不少於90%被收購股份的持有人接納收購，則收購者在上述四個月期滿後的兩個月內，可發出通知要求反對收購的股東按收購建議的條款轉讓其股份。反對收購的股東可在該通知發出後一個月內向開曼群島大法院提出反對轉讓。反對收購的股東須證明大法院應行使其酌情權，惟大法院一般不會行使其酌情權，除非有證據顯示收購者與接納收購的有關股份持有人之間有欺詐或不誠信或串謀，以不公平手法逼退少數股東。

15 彌償保證

開曼群島法例並不限制組織章程細則對高級職員及董事作出彌償保證，除非開曼群島法院認為此乃違反公眾政策（例如表示對觸犯法律的後果作出彌償保證）則作別論。

16 清盤

公司可根據法院指令或其股東提出的特別決議案（或在若干情況下的普通決議案）進行清盤。清盤人的職責乃負責集中公司資產（包括出資人（股東）所欠的款項（如有））、確定債權人名單及償還本公司所欠債權人的債務（如資產不足償還全部債務則按比例償還），並確定出資人的名單，根據他們的股份所附權利分派剩餘資產（如有）。

17 印花稅轉讓

開曼群島對開曼群島公司股份轉讓並不徵收印花稅，惟轉讓在開曼群島擁有土地的公司股份則除外。

附錄六

本公司組織章程及開曼群島公司法概要

18 稅項

根據開曼群島稅務減免法（一九九九年修訂本）第6條，本公司已獲得總督會同行政局承諾：

- (a) 開曼群島並無法例對本公司或其業務所得利潤或收入或收益或增值徵稅；及
- (b) 此外，本公司無須就下列各項繳交利潤、收入、收益或增值或遺產或承繼稅項：
 - (i) 本公司股份、債券或其他承擔；或
 - (ii) 以預提全部或部分稅務減免法（一九九九年修訂本）第6(3)條所界定任何有關付款。

承諾從二零零八年四月二日開始為期二十年。

開曼群島現時對個人或公司的利潤、收入、收益或增值並不徵收任何稅項，且無遺產稅或承繼稅。除不時因在開曼群島法域內簽立若干文件或將該等文件帶入開曼群島法域而須支付的印花稅外，開曼群島政府不大可能對本公司徵收其他重大稅項。開曼群島並無參與訂立適用於本公司支付或收取之任何款項之雙重徵稅公約。

19 外匯管制

開曼群島並無外匯管制或貨幣限制。

20 一般事項

本公司有關開曼群島法例的法律顧問Maples and Calder已向本公司發出一份意見函件，概述開曼群島公司法的若干方面。任何人士如欲查閱開曼群島公司法的詳細概要，或欲了解有關該等法律與其較熟悉的其他司法權區法律之間的差異，應諮詢獨立法律顧問。

附錄七

法定及一般資料

A. 有關本集團的其他資料

1. 註冊成立

本公司於二零零八年三月二十日根據開曼群島公司法在開曼群島註冊成立為一家獲豁免的有限公司。

本公司根據公司條例第XI部在香港註冊為一家非香港公司。本公司的香港主要營業地點位於香港皇后大道東1號太古廣場三期28樓。本公司就公司條例第XI部而言的授權代表麥雅倫先生（地址為香港半山羅便臣道95號殷華花園第一期11樓F室）已獲委任為本公司的代理人，在香港接收法律文書及通知。

由於本公司於開曼群島註冊成立，故本公司的業務須遵守開曼群島的有關法律及法規以及本公司的章程（由組織章程大綱及組織章程細則組成）。開曼群島有關法律及法規以及本公司章程的概要載於本文件「附錄六－本公司組織章程及開曼群島公司法概要」一節。

2. 附屬公司

於最後可行日期，本公司擁有下列附屬公司：

附屬公司名稱	註冊成立／ 成立地點及日期	已發行 及繳足／ 法定股本	應佔 股本權益	主要業務
MIE	開曼群島， 二零零一年 五月二十二日	50,000美元／ 50,000美元	100%	在中國從事油田的 發展及生產
MIE New Ventures	開曼群島， 二零一零年 八月六日	100美元／ 50,000美元	100%	投資控股

3. 變更本公司的股本

下文載列本公司的已發行股本自註冊成立日期以來的變更。

本公司由Mapcal Limited代表FEEL於二零零八年三月二十日在開曼群島註冊成立為一家投資控股有限公司。於註冊成立日期，本公司的初步法定股本為50,000美元，分為50,000股每股面值1美元的普通股，其中一股普通股被配發及發行予唯一股東Mapcal Limited。Mapcal Limited持有的該股股份已於二零零八年四月一日被轉讓予FEEL。因此，FEEL持有一股普通股，佔本公司當時已發行股本的100%。於二零零九年一月十二日，FEEL重組若干附屬公司，以準備〔●〕及作為MIE現有循環銀行融資安排的一部分。於二零零九年一月五日，本公司的唯一股東FEEL就重組批准(a)將每一股當時現有已發行及未發行每股面值1美元的股份拆分為100股每股面值0.01美元的拆細股份；及(b)將本公司法定股本由50,000美元（分為5,000,000股每股面值0.01美元的普通股）增加至100,000美元（分為10,000,000股每股面值0.01美元的普通股）。於拆生生效後，FEEL持有的上述一股面值1美元的普通股已被拆分為100股每股面值0.01美元的普通股。根據重組，本公

司於二零零九年一月十二日向FEEL配發及發行9,999,900股本公司每股面值0.01美元的普通股，以交換MIE的50,000股普通股，佔FEEL於交換當時所持MIE的全部權益。於交換後，FEEL持有10,000,000股本公司每股面值0.01美元的普通股，佔本公司當時已發行股本的100%，而MIE成為本公司的全資附屬公司，張先生及趙先生則透過彼等對FEEL的控制保留為本公司的最終控股股東。

於二零零九年一月十二日，FEEL通過向Standard Bank轉讓1,970,490股本公司普通股的方式償還所欠Standard Bank的5,000,000美元貸款及應計利息。Standard Bank與FEEL、張先生、趙先生及尚先生就該等股份訂立股份購買協議。根據股份購買協議，如向新投資者發行優先股，則Standard Bank有權將普通股兌換為優先股。FEEL亦授予Standard Bank可購買額外價值8,000,000美元普通股或優先股的購股權。

系列A優先股

於二零零九年六月十九日，TPG與本公司訂立TPG系列A股份購買協議，以53,000,000美元的對價認購21,457,490股系列A優先股。於二零零九年七月九日，本公司股東就有關TPG系列A股份購買協議批准將本公司法定股本由100,000美元增加至180,000美元，分為(1) 15,000,000股每股面值0.01美元的普通股及(2) 3,000,000股每股面值0.01美元的系列A優先股。系列A優先股可根據持有人意願於隨時轉換成本公司普通股，並將於(i)緊接合資格首次公開發售完成前；(ii)本公司取得其當時已發行系列A優先股至少百分之八十五(85%)的持有人同意時；或(iii) TPG就系列A優先股融資完成後48個月自動轉換成本公司普通股。每股系列A優先股將初步轉換成一股普通股，轉換系列A優先股時，概不發行任何零碎普通股。本公司已於二零零九年七月九日向TPG發行系列A優先股。

於二零零九年十月二十六日，本公司與FEEL、FEEL股東、MIE及Sino Link (中信集團的間接附屬公司) 訂立一項Sino Link系列A股份購買協議，據此，FEEL同意以對價9,000,000美元將3,643,730股系列A優先股轉讓予Sino Link。由於FEEL當時並非系列A優先股的持有人，本公司回購FEEL持有的3,643,730股普通股並發行3,643,730股系列A優先股作為交換，然後該等系列A優先股於二零零九年十月三十日被轉讓予Sino Link。

於二零零九年十月三十日，FEEL訂立一項協議，以向Standard Bank購買1,970,490股本公司普通股，佔本公司當時已發行股本約1.62%。同日，FEEL亦訂立一項購股權終止協議，以終止Standard Bank額外購買價值8,000,000美元普通股或優先股的購股權。

於二零零九年十二月十五日，TPG向其聯屬公司TPG LLC轉讓1,287,550股系列A優先股。

系列B優先股

於二零一零年二月五日，本公司控股股東FEEL與Ever Union Capital Limited的直接附屬公司Harmony Energy、張先生、趙先生、MIE及本公司訂立Harmony系列B股份認購協議，據此，FEEL同意以對價90,000,000美元向Harmony Energy轉讓36,425,120股系列B優先股。由於訂立Harmony系列B股份購買協議時FEEL並非系列B優先股持有人，故本公司以當時的價格每股4.94美元購回FEEL所持有的18,212,560股普通股，且作為交換，按當時每股2.47美元的價格發行36,425,120股系列B優先股，該等優先股於二零一零年三月十日轉讓予Harmony Energy。該項交

易已於二零一零年三月十日獲本公司股東及董事會批准。同日，本公司股東批准將本公司法定股本由180,000美元進一步增加至230,000美元，分為(1) 15,000,000股每股面值0.01美元的普通股；(2) 3,000,000股每股面值0.01美元的系列A優先股；及(3) 5,000,000股每股面值0.01美元的系列B優先股。本公司並未就發行系列B優先股而獲得任何現金對價。系列B優先股可由持有人可選擇隨時轉換為本公司普通股，並將於(i)緊接合資格首次公開發售完成前；(ii)本公司取得其當時已發行系列B優先股至少百分之八十五(85%)的持有人的同意時；或(iii) TPG就系列A優先股融資完成後48個月之時自動轉換為本公司普通股。系列B優先股將初步按每兩股優先股轉換一股普通股的比例轉換為普通股。轉換系列B優先股時，概不會發行零碎普通股，而作為任何零碎股份代替，本公司將向有關持有人支付現金。

系列A優先股或系列B優先股之持有人均有權按假設已全數轉換的基礎參與普通股的派息（視作股息除外）及附帶的投票權。系列A優先股及系列B優先股可由持有人選擇按適用兌換比率隨時轉換為本公司的繳足普通股。在本公司清盤、解散或清算情況下，在向普通股持有人分配本公司的任何資產或資金前，本公司可獲得的資產及資金將按比例原則優先分配予系列A優先股及系列B優先股股東。系列A優先股持有人有權收回原始購買價及（倘授予系列A優先股持有人的認沽期權獲行使）進一步收回令持有人可通過發行系列A優先股獲得15%的複合回報率的金額（減去投資期間向股東作出的任何分派）。系列B優先股持有人有權收回原始購買價。

於二零一零年四月十六日，本公司股東批准按1股拆分為10股的比例拆細本公司普通股、系列A優先股及系列B優先股，股份拆細立即生效。與此同時，股份面值由每股0.01美元更改為每股0.001美元。因此，本公司法定股本230,000美元分為：(1) 150,000,000股每股面值0.001美元的普通股；(2) 30,000,000股每股面值0.001美元的系列A優先股；及(3) 50,000,000股每股面值0.001美元的系列B優先股。

於二零一零年十一月〔●〕日，本公司股東批准將本公司法定股本由230,000美元增加至100,000,000美元，分為100,000,000,000股每股面值0.001美元的股份。待〔●〕完成後但並未計及根據股份獎勵計劃授出或根據購股權計劃可能授出的購股權獲行使而可能配發及發行的任何股份，本公司的已發行股本將為〔●〕美元，包括〔●〕股股份，入賬列作繳足。

除本附錄所披露者外，自本公司註冊成立以來，本公司股本概無任何變動。

4. 本公司附屬公司股本的變動

除本文件所披露者外，緊接本文件日期前兩年時間內，本公司附屬公司的股本概無任何其他變動。

5. 本公司全體股東簽署的書面決議案

本公司股東於二零一零年十一月〔●〕日通過書面決議案，據此（其中包括）：

- (1) 待〔●〕後，採納本公司的新組織章程大綱及組織章程細則，其條款概述於本文件「附錄六－本公司組織章程及開曼群島公司法概要」一節；
- (2) 動議在〔●〕的條件下：
 - (a) 〔●〕；
 - (b) 董事獲授權透過將本公司股份溢價賬的進賬額2,078,542.51美元撥充資本，向於二零一零年十一月二十三日營業時間結束時，名列本公司股東名冊的本公司股東按當時彼等各自的持股比例，按面值以入賬列作繳足方式配發及發行合共2,078,542,510股股份，且根據該決議案，配發及發行的股份將在所有方面與現有已發行股份享有同等地位；
 - (c) 批准根據緊接〔●〕完成前本公司當時現有組織章程細則，將全部已發行系列A優先股及系列B優先股轉換為普通股，並授權董事代表本公司，就彼等認為對進行有關轉換屬必要或恰當而言，採取一切有關措施並簽署所有有關文件；
 - (d) 緊隨系列A優先股及系列B優先股轉換為普通股後及緊接〔●〕完成前，批准(a)將全部未發行每股面值0.001美元的30,000,000股系列A優先股及50,000,000股未發行系列B優先股均定為每股面值0.001美元的普通股，因而本公司法定股本為230,000,000美元（分為230,000,000股每股面值0.001美元的普通股）；及(b)將本公司法定股本由230,000,000美元（分為230,000,000股每股面值0.001美元的普通股）增加至100,000,000,000美元（分為100,000,000,000股每股面值0.001美元的股份），轉換股份將在所有方面與於轉換日期已發行股份享有同等地位；
 - (e) 追認及批准根據股份獎勵計劃授出的所有購股權及股份增值權，並授權董事根據股份獎勵計劃項下已授出的任何購股權獲行使而配發、發行及買賣股份，以及採取彼等認為必要或恰當的一切有關行動以實施股份獎勵計劃或其項下擬進行交易；
 - (f) 批准及採納本公司的購股權計劃規則，並授權董事授出購股權以認購有關股份，及根據購股權計劃項下可能授出的任何購股權獲行使而配發、發行及買賣股份，並採取彼等認為屬必要、適宜或權宜的一切行動或事項，以實施本公司購股權計劃的規則或其項下擬進行的交易，並就與之有關的任何事宜進行投票（不論彼等或彼等中任何人士是否於其中擁有權益）；

- (g) 給予董事一般授權，以配發、發行及買賣總面值不超過下列兩者總和的未發行股份（根據或因〔●〕、供股、根據本公司股份獎勵計劃授出的任何購股權及根據本公司購股權計劃可能授出的任何購股權獲行使、任何以股代息計劃或類似安排、調整購股權及認股權證的股份認購權或本公司的股東授予的特別授權而發行者除外）：
- (i) 緊隨〔●〕完成後，本公司已發行股本總面值的20%（未計及根據股份獎勵計劃授出的任何購股權或根據購股權計劃可能授出的任何購股權獲行使而可予發行的任何股份）；及
 - (ii) 本公司購回的本公司股本總面值（如有），惟購回的數額不得超過本公司緊隨〔●〕完成後已發行股本總面值的10%（未計及根據股份獎勵計劃授出的任何購股權或根據購股權計劃可能授出的任何購股權獲行使而可予發行的任何股份）；
- (h) 給予董事一般授權，以行使本公司一切權力，根據所有適用法律、上市規則或任何其他證券交易所（就此獲證監會及聯交所認可）規則於〔●〕購回總面值不超過緊隨〔●〕完成後，本公司已發行股本總面值10%（未計及根據股份獎勵計劃授出的任何購股權或根據購股權計劃可能授出的任何購股權獲行使而可予發行的任何股份）的股份，惟緊隨此等購回後，本公司須能夠於日常業務過程中在其債務到期時償還債務；及
- (i) 上文(g)及(h)段所述的一般授權的生效期直至下列最早者屆滿：(i)本公司下屆股東週年大會結束時；(ii)任何適用法例或組織章程細則規定本公司須舉行下屆股東週年大會的限期屆滿時；或(iii)本公司股東於股東大會上通過普通決議案撤回或修改該項授權時。

6. 本公司購回本身的股份

此節包括本公司購回本身股份的有關資料，包括聯交所規定須載於本文件有關購回的資料。

(a) 香港相關法例及監管規定

上市規則允許本公司的股東向本公司董事授出一般授權，購回本公司〔●〕的股份。該項授權須由股東於股東大會上通過普通決議案的形式授出。〔●〕及有關股票須予註銷及銷毀。

(b) 股東批准

所有建議股份購回（必須為繳足股份）須由本公司股東於股東大會上通過普通決議案事先批准，形式可為一般授權或特殊交易的特別批准。

於二零一零年十一月〔●〕日，本公司董事獲授一般授權，可〔●〕購回總面值不超過緊隨〔●〕後，本公司已發行股本總面值10%（未計及根據股份獎勵計劃授出的任何購股權或根據購股權計劃可能授出的任何購股權獲行使而可予發行的任何股份）的股份。此項授權將於下列的較早者屆滿：(i)本公司下屆股東週年大會結束時；(ii)任何適用法例或組織章程細則規定須舉行下屆股東大會之日；或(iii)本公司股東於股東大會以普通決議案撤回或修訂該項授權期限屆滿之日（「有關期間」）。

(c) 資金來源

本公司購回〔●〕股份的資金，必須來自符合本公司組織章程大綱、組織章程細則及適用開曼群島法例可合法作此用途的資金。本公司不得以現金以外的對價，或以〔●〕以外的交付方式於〔●〕購回本公司的股份。在上文的規限下，本公司可能以本公司合法獲准就此動用的資金用作回購，包括本公司溢利或本公司就此新發行股份的所得款項或（倘組織章程細則准許及在開曼群島適用法例規限下）股本。任何購買所付款項高於將購買股份的面值的溢價必須自本公司溢利或本公司股份溢價賬之進賬金額或（倘組織章程細則准許及在開曼群島適用法例規限下）股本撥付。

(d) 購回的理由

本公司董事認為，給予董事於〔●〕購回股份的一般授權，乃符合本公司及本公司股東的最佳利益。該等購回可能提高每股股份的資產淨值及／或每股股份的盈利（視乎當時市況及資金安排而定），並僅於董事認為購回對本公司及本公司股東有利時方始進行。

(e) 購回的資金

本公司僅可動用符合本公司組織章程大綱及組織章程細則以及上市規則可合法作購回用途的資金來購回證券。

按照本公司於本文件所披露的目前的財務狀況，並經考慮本公司目前的營運資金狀況，本公司董事認為，倘若全面行使購回授權，相比本文件所披露的狀況，本公司的營運資金或資本負債狀況或會受到重大不利影響。然而，在本公司的營運資金需求受到重大不利影響或董事不時認為切合本公司的資本負債水平受到重大不利影響的情況下，本公司董事不會建議行使購回授權。

(f) 股本

按緊隨〔●〕後，已發行股份為〔●〕股（未計及根據股份獎勵計劃授出的任何購股權或根據購股權計劃可能授出的任何購股權獲行使而將予配發及發行的任何股份）的基準計算，全面行使現有購回授權可能致使本公司於有關期間購回不超過〔●〕股股份。

(g) 一般資料

本公司董事及（就彼等經作出一切合理查詢後所知）其任何聯繫人（定義見上市規則）目前無意向本公司或其附屬公司出售任何股份。

本公司董事已向聯交所承諾，在適用的情況下，彼等將按照上市規則、組織章程大綱及組織章程細則、開曼群島公司法及開曼群島任何其他適用法律行使購回授權。

倘購回本公司任何股份後，股東所佔本公司的投票權比例有所增加，則就收購守則而言，該項增幅將視為收購。因此，一名股東或一群一致行動的股東或會取得或鞏固對本公司的控制權，並須根據收購守則第26條提出強制收購建議。就本公司董事所知，購回股份不會因根據購回授權購回任何股份而導致收購守則所述的後果。

並無關連人士（定義見上市規則）向本公司表示，目前有意在購回授權獲行使的情況下，向本公司出售股份，或承諾不會出售股份。

B. 有關本公司的其他資料

1. 本公司的重大合同概要

本集團成員公司於緊接本文件刊發日期前兩年內訂立以下重大或可能屬重大的合同（並非於日常業務過程中訂立的合同）：

- (a) TPG、FEEL、MIE與本公司於二零零九年六月十九日訂立系列A優先股認購事項及認沽期權協議，內容有關以對價53,000,000美元認購本公司系列A優先股及其認沽期權（連同相同訂約方於二零零九年七月九日、二零零九年十月三十日及二零一零年十一月〔●〕日分別訂立的系列A優先股認購事項及認沽期權協議修訂本、系列A優先股認購事項及認沽期權協議第二次修訂本及系列A優先股認購事項及認沽期權協議第三次修訂本），其進一步詳情載於本文件「歷史及企業架構」一節；
- (b) Standard Bank、FEEL、張先生、趙先生與尚先生就Standard Bank通過FEEL購買197,049股本公司股份於二零零九年一月十二日訂立的股份購買協議（連同Standard Bank、FEEL、張先生、趙先生、尚先生、MIE及本公司於二零零九年六月二十四日訂立的股份購買協議修訂本），其進一步詳情載於本文件「歷史及企業架構」一節；
- (c) Standard Bank與FEEL於二零零九年一月十二日訂立的購股權協議，據此，Standard Bank獲授予購股權，以購買8,000,000美元的本公司普通股或FEEL持有的優先股（連同Standard Bank、FEEL、MIE及本公司於二零零九年六月二十六日訂立的第一份經修訂及重述協議）；
- (d) Standard Bank、FEEL、TPG、MIE與本公司於二零零九年七月九日就本公司股份訂立的股東協議（連同TPG、FEEL、Sino Link、MIE及本公司於二零零九年十月三十日訂立的經修訂及重述股東協議及TPG、TPG LLC、Harmony Energy、FEEL、Sino Link、MIE及本公司於二零一零年三月十日訂立的第二份經修訂及重述股東協議），其進一步詳情載於本文件「歷史及企業架構」一節；
- (e) Sino Link、張先生、趙先生、尚先生、MIE、FEEL與本公司於二零零九年十月二十六日訂立股份購買協議，內容有關Sino Link以對價約9,000,000美元向FEEL購買本公司系列A優先股及其認沽期權，其進一步詳情載於本文件「歷史及企業架構」一節；
- (f) FEEL、Standard Bank、張先生、趙先生、尚先生、MIE與本公司於二零零九年十月三十日訂立股份購買協議，以對價4,867,110美元通過Standard Bank回購197,049股本公司股份，其進一步詳情載於本文件「歷史及企業架構」一節；

附錄七

法定及一般資料

- (g) FEEL、Standard Bank、MIE與本公司於二零零九年十月三十日就終止上文(c)段所述購股權協議所載Standard Bank持有的購股權而訂立的終止協議，其進一步詳情載於本文件「歷史及企業架構」一節；
- (h) TPG LLC、TPG、Sino Link、FEEL、MIE與本公司於二零零九年十二月十五日就TPG LLC於上文(d)段所載股東協議下的責任訂立的附帶協議，其進一步詳情載於本文件「歷史及企業架構」一節；
- (i) Harmony Energy、張先生、趙先生、尚先生、MIE、FEEL與本公司於二零一零年二月五日訂立股份購買協議，內容有關Harmony Energy以對價約90,000,000美元向FEEL購買本公司的系列B優先股，其進一步詳情載於本文件「歷史及企業架構」一節；
- (j) TPG、Harmony Energy、FEEL、MIE與本公司於二零一零年三月十日訂立的信貸支持協議，內容有關Harmony Energy以對系列B優先股作出第一級押記的形式向TPG提供擔保（連同TPG、Harmony Energy、FEEL、MIE與本公司於二零一零年十一月〔●〕日訂立的信貸支持協議修訂本）；
- (k) 不競爭契據；
- (l) 本公司控股股東於二零一零年十一月二十三日為本公司就法律訴訟、房地產及智慧財產權產生的地產稅、稅項及虧損取得彌償保證授出彌償保證契據；
- (m) [●]；
- (n) [●]。

2. 本公司的智慧財產權

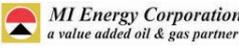
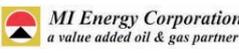
(a) 商標

於最後可行日期，本集團已就下列商標獲得註冊：

商標	註冊擁有人	註冊地點	類別	註冊編號	註冊日期	到期日
	MI能源公司	阿爾及利亞	4	063583	二零零六年十二月二十三日	二零一六年十二月二十三日
	MI能源公司	巴西	4	900107456	二零零九年十二月四日	二零一六年十二月四日
	MI能源公司	加拿大	4	TMA753640	二零零九年十一月二十三日	二零二四年十一月二十三日
	MI能源公司	歐盟	4	005429535	二零零八年一月四日	二零一六年十一月二十四日
	MI能源公司	香港	04, 37, 40, 42	301222767	二零零八年十月十七日	二零一八年十月十六日
	MI能源公司	印度	4	1513930	二零零六年十二月十五日	二零一六年十二月十五日
	MI能源公司	印度尼西亞	4	IDM000170590	二零零六年十二月十五日	二零一六年十二月十四日
	MI能源公司	伊朗	4	143075	二零零七年六月二十四日	二零一七年一月一日

附錄七

法定及一般資料

商標	註冊擁有人	註冊地點	類別	註冊編號	註冊日期	到期日
	MI能源公司	日本	4	5068709	二零零七年八月十日	二零一七年八月十日
	MI能源公司	韓國	4	40-0732512	二零零七年十二月二十七日	二零一七年十二月二十七日
	MI能源公司	科威特	4	70437	二零零八年五月二十一日	二零一六年十二月二十六日
	MI能源公司	中國	4	5764388	二零零九年十二月七日	二零一九年十二月六日
	MI能源公司	中國	37	5764389	二零一零年一月二十八日	二零二零年一月二十七日
	MI能源公司	中國	40	5764390	二零一零年一月二十一日	二零二零年一月二十日
	MI能源公司	中國	42	5764391	二零零九年十一月二十八日	二零一九年十一月二十七日
	MI能源公司	卡塔爾	4	42525	二零零九年八月十七日	二零一六年十二月十九日
	MI能源公司	沙特阿拉伯	4	966/37	二零零八年一月八日	二零一六年九月三日
	MI能源公司	美國	4	3454521	二零零八年六月二十四日	二零一八年六月二十四日
	MI能源公司	阿聯酋	4	87143	二零零八年四月一日	二零一六年十二月二十四日
	MI能源公司	香港	04, 37, 40, 42	301222776	二零零八年十月十七日	二零一八年十月十六日
	MI能源公司	中國	42	5764284	二零一零年六月七日	二零二零年六月六日
	MI能源公司	中國	40	5764285	二零一零年一月二十一日	二零二零年一月二十日
	MI能源公司	中國	37	5764397	二零一零年一月二十八日	二零二零年一月二十七日
	MI能源公司	中國	4	5764396	二零零九年十二月七日	二零一九年十二月六日
	MI能源公司	香港	04, 37, 40, 42	301222721	二零零八年十月十七日	二零一八年十月十六日
	MI能源公司	中國	42	5764280	二零一零年三月二十一日	二零二零年三月二十日

附錄七

法定及一般資料

商標	註冊擁有人	註冊地點	類別	註冊編號	註冊日期	到期日
 MI Energy Corporation a value added oil & gas partner	MI能源公司	中國	40	5764281	二零一零年 四月二十一日	二零二零年 四月二十日
 MI Energy Corporation a value added oil & gas partner	MI能源公司	中國	37	5764282	二零一零年 四月二十一日	二零二零年 四月二十日
 MIE Holdings Corporation a value added oil & gas partner	MI能源控 股有限公司	香港	04, 37, 40, 42	301224675	二零零八年 十月二十一日	二零一八年 十月二十日
MI 能源	MI能源公司	香港	04, 37, 40, 42	301222794	二零零八年 十月十七日	二零一八年 十月十六日
MI 能源	MI能源公司	中國	37	5764393	二零一零年 一月二十八日	二零二零年 一月二十七日
MI 能源	MI能源公司	中國	40	5764394	二零一零年 三月二十八日	二零二零年 三月二十七日
MI 能源	MI能源公司	中國	42	5764395	二零一零年 五月十四日	二零二零年 五月十三日

於最後可行日期，本集團已就下列商標申請註冊：

商標	註冊擁有人	申請地點	類別	申請編號	申請日期
	MI能源公司	尼日利亞	4	168266/06	二零零六年十二月七日
	MI能源公司	委內瑞拉	4	545-07	二零零七年一月十二日
	MI能源公司	伊拉克	4	50358	二零零七年一月九日
	MI能源公司	利比亞	4	10775	二零零七年四月十日
 MI Energy Corporation a value added oil & gas partner	MI能源公司	中國	4	5764283	二零零六年十二月四日
MI 能源	MI能源公司	中國	4	5764392	二零零六年十二月四日

(b) 域名

於最後可行日期，本集團已註冊下列域名：

域名	註冊人	註冊日期	到期日
www.mienergy.com.cn	MI能源公司	二零零四年二月二十日	二零一五年二月二十日

(c) 專利

於最後可行日期，本集團並無遞交任何專利申請。

除上述者外，於最後可行日期，並無與本集團業務有關屬重大的其他商標或服務標誌、專利、知識或工業產權。

C. 有關本公司董事的其他資料

1. 服務合同詳情

本公司已和各董事訂立委任書，據此，各董事獲委任的任期為三年，由〔●〕起生效，須根據本公司組織章程細則於本公司股東大會上重選連任。

本公司董事並無與本公司訂立並非於一年內屆滿或本公司不可於一年內不付賠償（法定賠償除外）而終止的服務合同。

2. 董事酬金

除本文件所披露者外，截至二零零九年十二月三十一日止三年度各年及截至二零一零年六月三十日止六個月，本公司董事概無向本公司收取津貼、實物利益（包括本公司代表董事向退休金計劃作出的供款）或任何花紅。

根據本文件刊發日期生效的安排估計，本公司就截至二零一零年十二月三十一日止財政年度向本公司董事支付及授出的薪酬及實物利益合共約為人民幣〔●〕元。

本公司已採納一項薪酬政策，而董事會已設立薪酬委員會（詳情載於本文件「董事及高級管理層－薪酬委員會」一段內），以定期釐定及審閱有關執行董事薪酬的政策、評估執行董事的表現及批准彼等服務合同的條款。本公司將於其年報所載的企業管治報告內披露薪酬政策的詳情、薪酬委員會成員及其工作概要。

3. 已收費用或佣金

除本文件所披露者外，於本文件刊發日期前兩年內，董事或名列本附錄「同意書」一段的任何人士概無就發行或出售本集團任何成員公司任何股本而自本集團收取任何佣金、折扣、代理費、經紀佣金或接受其他特別條款。

4. 關聯方交易

於本文件刊發日期前兩年，本公司曾進行本文件「附錄一－會計師報告」一節附註28所述的關聯方交易。

5. 權益披露

(a) [●] 完成後董事及主要行政人員於本公司及其相聯法團的股本中擁有的權益及淡倉

緊隨[●]完成後（未計及根據股份獎勵計劃授出的任何購股權或根據購股權計劃可能授出的任何購股權獲行使而將予配發及發行的任何股份），本公司董事及主要行政人員於本公司及其相聯法團（定義見證券及期貨條例第XV部）的股份、相關股份及債權證中擁有根據證券及期貨條例第XV部第7及8分部須知會本公司及聯交所的權益或淡倉（包括根據證券及期貨條例的條文而當作或視為擁有的權益及淡倉），或根據證券及期貨條例第352條的規定須登記於該條所指的登記冊內的權益或淡倉，或根據上市規則所載的上市發行人董事進行證券交易的標準守則須知會本公司及聯交所的權益或淡倉如下：

(i) 於本公司或其相聯法團的股份、相關股份及債權證的權益及淡倉

董事姓名	法團名稱	身份／ 權益性質	股份／ 相關股份總數	佔法團權益的 概約百分比
張先生	本公司	受控制法團權益 (附註1)	[●]	[●]
趙先生	本公司	受控制法團權益 (附註1)	[●]	[●]
Forrest Dietrich	本公司	實益擁有人 (附註2)	[●]	[●]
麥雅倫	本公司	實益擁有人 (附註2)	[●]	[●]
梅建平	本公司	實益擁有人 (附註2)	[●]	[●]
Jeffrey Miller	本公司	實益擁有人 (附註2)	[●]	[●]

附註：

- (1) FEEL由張先生及趙先生分別擁有9.99%及90%權益。於二零零三年五月十六日FEEL的9,999股股份發行予張先生，而張先生於二零零三年十月四日將其9,999股股份中的9,000股股份轉讓予趙先生。張先生與趙先生已訂立一致行動協議，據此，彼等就需由FEEL股東決定的一切事項同意一致行動。根據一致行動協議，倘未有達成有關需一致行動事項的一致意見，張先生獲准就其與趙先生的股份進行投票表決。一致行動協議由紐約州法律管理。本公司的中國法律顧問北京市中倫律師事務所已確認一致行動協議條例並不違反中國相關法律。經諮詢本公司的美國顧問後，本公司董事認為，一致行動協議為對各訂約方屬合法有效、具約束力及可強制執行的協議。
- (2) 該等權益包括股份獎勵計劃項下未行使的購股權中的權益，其詳情載於本附錄「D. 股份獎勵計劃－2. 購股權」一節。

附錄七

法定及一般資料

(b) [●] 後主要股東於股份中擁有根據證券及期貨條例第XV部第2及3分部須予披露的權益及淡倉

緊隨[●]完成後(未計及根據股份獎勵計劃授出的任何購股權或根據購股權計劃可能授出的任何購股權獲行使而將予配發及發行的任何股份)，除上文(a)段所披露的權益外，據本公司董事所知，於最後可行日期，下列人士(本公司董事、主要行政人員或本集團成員公司除外)預期於本公司股份或相關股份中擁有須根據證券及期貨條例第XV部第2及3分部的條文向本公司披露的權益及/或淡倉，或直接或間接擁有附帶權利可於所有情況下在本公司或本集團任何其他成員公司的股東大會上投票的任何類別股本面值10%或以上的權益：

(i) 於本公司或其相聯法團的股份及相關股份的權益及淡倉

權益方名稱	身份/權益性質	佔本公司權益的		佔本公司權益的	
		股份總數 [●]	概約百分比 [●]	股份總數 [●]	概約百分比 [●]
FEEL	實益擁有人(附註1)	[●]	[●]	[●]	[●]
Fung Che先生	控制公司權益(附註2)	[●]	[●]	[●]	[●]
Harmony Energy	實益擁有人(附註2)	[●]	[●]	[●]	[●]
David Bonderman	控制公司權益(附註3)	[●]	[●]	[●]	[●]
James Coulter	控制公司權益(附註3)	[●]	[●]	[●]	[●]
TPG	實益擁有人(附註3)	[●]	[●]	[●]	[●]

附註：

- FEEL由張先生及趙先生分別擁有9.99%及90%權益。於二零零三年五月十六日FEEL的9,999股股份發行予張先生，而張先生於二零零三年十月四日將其9,999股股份中的9,000股股份轉讓予趙先生。張先生與趙先生已訂立一致行動協議，據此，彼等就須由FEEL股東決定的一切事項同意一致行動。根據一致行動協議，倘未能達成有關須一致行動事項的一致意見，張先生獲准就其與趙先生的股份進行投票表決。一致行動協議由紐約州法律管轄。本公司的中國法律顧問北京市中倫律師事務所已確認一致行動協議條例並不違反中國相關法律。經諮詢本公司的美國顧問後，本公司董事認為，一致行動協議為對各訂約方屬合法有效、具約束力及可強制執行的協議。
- 假設按照兩股系列B優先股兌換一股普通股的比例，由Harmony Energy持有[●]股普通股。所有系列B優先股將於緊接[●]前兌換為普通股。Harmony Energy為Ever Union Capital Limited的全資附屬公司。Fung Che先生為Ever Union Capital Limited的唯一股東，可對Ever Union Capital Limited實益擁有的證券進行投票表決及投資控制。

附錄七

法定及一般資料

- (3) 被視為由David Bonderman及James Coulter各自持有的權益由TPG持有的〔●〕股普通股及TPG Star Energy Co-Invest, LLC持有的〔●〕股普通股組成，乃假設換股比例為一股系列A優先股換一股普通股。所有系列A優先股將於緊接〔●〕前轉換為普通股。TPG的唯一股東為TPG Star, L.P.（一家特拉華州有限合夥人），由TPG Star, L.P.的一般合夥人TPG Star GenPar, L.P.（一家特拉華州有限合夥人）管理。TPG Star GenPar, L.P.由其一般合夥人TPG Star GenPar Advisors, LLC（一家特拉華州有限公司）管理。TPG Star GenPar Advisors, LLC的唯一股東為TPG Holdings I, L.P.（一家特拉華州有限公司），TPG Holdings I, L.P.由其一般合夥人TPG Holdings I-A, LLC（一家特拉華州有限公司）管理。TPG Holdings I-A, LLC的唯一股東為TPG Group Holdings (SBS), L.P.（一家特拉華州有限公司），TPG Group Holdings (SBS), L.P.由其一般合夥人TPG Group Holdings (SBS) Advisors, Inc.（一家特拉華州有限公司）管理，其股東為David Bonderman及James Coulter。

TPG Star Energy Co-Invest, LLC為一家特拉華州有限公司，其管理成員為TPG Star Advisors, L.L.C.（一家特拉華州有限公司）。TPG Star Advisors, L.L.C.的唯一成員為TPG Ventures Holdings, L.L.C.（一家特拉華州有限公司）。TPG Ventures Holdings, L.L.C.的管理成員為TPG Ventures Partners, L.P.（一家特拉華州有限合夥人），而TPG Ventures Partners, L.P.由其一般合夥人TPG Ventures Professionals, L.P.（一家特拉華州有限合夥人）管理。TPG Ventures Professionals, L.P.由其一般合夥人Tarrant Advisors, Inc.（一家德克薩斯公司）管理。Tarrant Advisors, Inc.的唯一股東為Tarrant Capital Advisors, Inc.（一家特拉華州公司），其股東為David Bonderman及James Coulter。

6. 免責聲明

除本文件所披露者外，於最後可行日期：

- (a) 本公司董事概不知悉任何人士（並非本公司董事或主要行政人員）於緊隨〔●〕完成後（不計及根據股份獎勵計劃授出的任何購股權或根據購股權計劃可能授出的任何購股權獲行使而將予配發及發行的任何股份），於股份或相關股份中擁有根據證券及期貨條例第XV部第2及3分部的條文須向本公司披露的權益或淡倉，或直接或間接擁有附帶權利可於任何情況下在本公司或本集團任何其他成員公司的股東大會上投票的任何類別股本面值10%或以上的權益；
- (b) 概無本公司董事於股份〔●〕後於股份、相關股份或債權證或任何相聯法團（定義見證券及期貨條例第XV部）的任何股份、相關股份或債權證擁有根據證券及期貨條例第XV部第7及8分部須知會本公司及聯交所的任何權益或淡倉（包括根據證券及期貨條例的有關條文而視為擁有的權益及淡倉），或根據證券及期貨條例第352條須登記於該條所指的登記冊內的權益或淡倉，或根據上市發行人董事進行證券交易的標準守則須知會本公司及聯交所的權益或淡倉；
- (c) 本公司董事或名列本附錄「同意書」一節的任何人士在本公司的發展中，或於本文件刊發日期前兩年本公司或其任何附屬公司所收購、出售或租賃或擬收購、出售或租賃的任何資產中，概無擁有任何權益；
- (d) 本公司董事或名列本附錄「同意書」一節的任何人士於本文件刊發日期仍然有效且對本集團的業務屬重要的任何合同或安排中概無擁有重大權益；
- (e) 除有關〔●〕外，名列本附錄「同意書」一節的人士並無：
- (i) 合法或實益擁有本集團任何成員公司的任何證券；或
- (ii) 擁有可認購或提名他人認購本集團任何成員公司證券的任何權利（不論可否依法強制執行）；

- (f) 本公司董事或其聯繫人或就董事所知於最後可行日期擁有全部已發行股份5%以上權益的任何股東，概無擁有本集團五大客戶的任何權益；
- (g) 除本公司的執行董事、副董事長兼高級副總裁趙先生及張先生之配偶（本公司的執行董事、董事長兼首席執行官）趙江波女士分別持有吉林國泰70%及30%股權外（詳情載於本文件「業務-供應商」一節），本公司董事或其聯繫人或就董事所知於最後可行日期擁有全部已發行股份5%以上權益的任何股東，概無擁有本集團五大供應商的任何權益；及
- (h) 本公司董事概無與本公司或其任何附屬公司訂立或擬訂立服務合同（於一年內屆滿或僱主可於一年內不付賠償（法定賠償除外）而終止的合同除外）。

D. 股份獎勵計劃

1. 股份獎勵計劃

本公司董事會已採納股份獎勵計劃，旨在為具重大責任的職位招攬及聘留優秀適用人才，為僱員、董事及顧問提供額外獎勵並促進本公司的業務發展。本公司已保留6,072,870股股份以根據股份獎勵計劃發行。以下各段詳述股份獎勵計劃的主要條款。

管理

股份獎勵計劃由本公司董事會薪酬委員會管理。本公司薪酬委員會將逐一釐定各項授出的規定、條款及條件（包括但不限於）歸屬時間表、授出或行權價格、沒收規定、控制權變更規定、付款或有情況及任何表現條件的滿足情況。

獎勵

下列各段簡述根據股份獎勵計劃已授出各項獎勵的主要特徵：

- **購股權**。購股權提供權利在本公司薪酬委員會釐定的特定期間，在授出日期後按一個或以上分期的形式以其釐定的特定價格購買本公司特定數量的普通股。
- **股份增值權**。股份增值權獎勵乃授出權利收取與本公司若干數目股份價值有關的現金獎勵。有關股份增值權的付款將參考有關股份於行使日期的公平市值高於該等股份授出日期價格的增加（如有）。薪酬委員會可全權釐定與股份增值權有關的股份數目、授出日期及行權價格以及有關股份增值權的任何其他條款及條件。

控制權變更

倘控制權因第三方收購而變更，則應付予參與者的所有未付獎勵可由本公司薪酬委員會酌情承付、承擔或由參與者的新僱主或參與者新僱主的母公司或附屬公司授出的新權利代替。該等承付、承擔或代替的獎勵須滿足股份獎勵計劃所述的條款及條件。倘該等條件並未獲滿足，則所有未付獎勵將全部歸屬並成為可行使而所有沒收限制將在緊接控制權變更前立即失效。

修訂、修改及終止

除非獲提早終止，否則股份獎勵計劃將於二零一九年到期。本公司董事會有權修訂或終止股份獎勵計劃，惟須經股東批准及遵守適用法律及法規。然而，在未經計劃參與者同意前，有關行動不可對過往根據股份獎勵計劃授出的任何獎勵造成重大不利影響。

2. 購股權

根據股份獎勵計劃，本公司已授出可購買本公司29,902,758股股份的購股權，其中，有關1,818,579股股份的購股權已經失效。截至最後可行日期，本公司董事會已向本公司若干執行董事授出可購買本公司15,912,201股股份的購股權，並於本公司獨立非執行董事獲委任加入本公司董事會的生效日期向彼等授出可購買本公司3,079,226股股份的購股權。上文所述的購股權數目並未計及根據資本化發行的任何調整下列各段詳述本公司購股權的主要條款。

購股權獎勵協議

根據股份獎勵計劃授出的購股權乃經購股權獎勵計劃證明，當中載有（其中包括）授出的股份數目及終止聘用後有關可行使性及沒收的規定，由本公司董事會釐定。

歸屬時間表

根據股份獎勵計劃授出的購股權在指定歸屬開始日期後兩年或三年期間內歸屬。一般而言，若干授出的購股權於歸屬期內授出日期的各個週年日歸屬，惟參與者須在各個歸屬日期保持作為僱員。

購股權行使

根據股份獎勵計劃授出購股權的期限不可自授出日期起超過十年。

購股權終止

倘購股權協議允許行使參與者與本公司終止僱傭關係前或本公司無故終止與參與者的僱傭關係前已歸屬的購股權，在參與者的僱傭關係終止後第三十一日未行使或購買的購股權將終止。在本公司因故終止參與者的僱傭關係後，所有未行使的購股權將立即失效。

附錄七

法定及一般資料

下表概述截至最後可行日期本公司根據股份獎勵計劃授予本公司董事及僱員的未行使購股權。

姓名	與本集團的關係	住址	授出日期	到期日	根據購股權將予發行的股份數目 ¹	行權價(每股股份) ¹	悉數行使購股權後所佔股權的概約百分比 ¹
Forrest Dietrich	本公司執行董事兼高級副總裁	中國 北京 朝陽區 慧忠路 匯欣公寓404室 郵編100101	二零零九年 十一月二十日	二零一九年 十一月二十日	[●]	[●]美元	[●]
麥雅倫	本公司執行董事、首席財務官、聯席公司秘書兼高級副總裁	香港 半山 羅便臣道95號 股樺花園第一期 11樓F室	二零零九年 十一月二十日	二零一九年 十一月二十日	[●]	[●]美元	[●]
周祖輝	本公司副總裁	30 April Point North Drive Montgomery TX 77356 USA	二零零九年 十一月二十日	二零一九年 十一月二十日	[●]	[●]美元	[●]
梅建平	本公司獨立非執行董事	10 Landing Lane Princeton JCT NJ 08550 USA	二零一零年 十一月二十三日	自授出之日起計十年	[●]	[●]美元	[●]
Jeffrey Miller	本公司獨立非執行董事	4455 Camp Bowie Blvd. Suite 114-PMB 2 Fort Worth TX 76107 USA	二零一零年 十一月二十三日	自授出之日起計十年	[●]	[●]美元	[●]

¹ 該等股份數目、行權價及百分比乃按緊隨[●]完成以及根據股份獎勵計劃授出的任何購股權獲悉數行使後，已發行股份為[●]股（不計及根據購股權計劃可能授出的任何購股權獲行使時將予配發及發行的任何股份）的基準計算得出。

3. 股份增值權

於最後可行日期，本公司董事會已向本公司若干高級管理層及僱員授出46,600,713股股份增值權相關名義普通股（假設資本化發行完成）。下列各段詳述本公司股份增值權的主要條款。

股份增值權獎勵協議

根據股份獎勵計劃授出的股份增值權乃經股份增值權獎勵協議證明，當中載有（其中包括）股份增值權有關的名義普通股的數目及終止聘用或諮詢安排後有關可行使性及沒收的規定，由本公司董事會釐定。

歸屬時間表

根據股份獎勵計劃授出的股份增值權在指定歸屬開始日期後三年期間內歸屬。所授出的三分之一的股份增值權於三年歸屬期內授出日期的各個週年日歸屬，惟參與者須在各個歸屬日期保持作為僱員。

權利行使

根據股份獎勵計劃授出的股份增值權的期限不得自授出日期起計超過十年。當參與者行使股份增值權時，本公司將向有關參與者支付以(i)普通股於行使日期的公平市值超出行權價格的部分乘以(ii)有關參與者的行使通知中列明的股份數目所得的現金金額。股份增值權與發行新股份無關，因此，不受上市規則第十七章規定所規限。

終止權利

倘股份增值權獎勵協議允許行使參與者與本公司終止僱傭關係前或本公司無故終止與參與者的僱傭關係前已歸屬的股份增值權，在參與者的僱傭關係終止後第三十一日未行使或購買的股份增值權將終止。在本公司因故終止參與者的僱傭關係後，所有未行使權利將立即失效。

於二零一零年二月二十六日，董事會就選定參與者批准經修訂股份增值權獎勵協議。就該等選定參與者而言，所授出股份增值權的三分之一的一部分或全部於歸屬期內授出日期的各個週年日，根據該等參與者得到的表現評估目標而歸屬。股份增值權獎勵協議的所有其他重大條款保持不變。

4. 股份獎勵計劃的現時狀況

根據股份獎勵計劃授出的購股權乃載於上表，於最後可行日期，該等購股權合共佔緊隨〔●〕後，本公司已發行股本約〔●〕%（假設根據股份獎勵計劃授出的任何購股權獲悉數行使，但未計及根據購股權計劃可能授出的任何購股權獲行使時將予配發及發行的任何股份）。

本公司已作出承諾，〔●〕後不會根據股份獎勵計劃授出其他購股權，惟可繼續授出股份增值權，除上文所述者外，股份獎勵計劃的條文須在所有其他方面保持十足效力，而上表所載根據股份獎勵計劃在〔●〕之前授出的購股權及獎勵可根據股份獎勵計劃及彼等的發行條款繼續予以行使。

緊隨〔●〕完成後，悉數行使根據股份獎勵計劃授出的購股權（且假設悉數行使〔●〕）對本公司股權（未計及根據購股權計劃可能授出的任何購股權獲行使時將予配發及發行的任何股份）造成的攤薄影響如下：

	假設並無股份 獎勵計劃項下 的未行使購股權 獲行使的本公司 股權百分比 <u>概約百分比</u>	假設股份獎勵 計劃項下授出 的所有未行使 購股權獲 行使的本公司 股權百分比 <u>概約百分比</u>
FEEL	〔●〕	〔●〕
Fung Che先生	〔●〕	〔●〕
Harmony Energy	〔●〕	〔●〕
David Bonderman	〔●〕	〔●〕
James Coulter	〔●〕	〔●〕
TPG	〔●〕	〔●〕

在發行根據股份獎勵計劃授出的股份後，每股盈利將由〔●〕港元攤薄至〔●〕港元，相當於減少約〔●〕%。

除上文所述者外，於最後可行日期，本公司概無根據股份獎勵計劃授出任何購股權或獎勵。本公司於〔●〕或之後不會授出任何購股權或獎勵。

E. 購股權計劃

1. 條款概要

以下為於二零一零年十一月〔●〕日舉行的股東大會上有條件批准的購股權計劃的主要條款概要。購股權計劃的條款符合上市規則第十七章的規定。

(a) 計劃目的

購股權計劃旨在由本公司向選定參與者授出購股權，作為彼等對本集團所作貢獻的獎勵或回報。

(b) 可參與人士

本公司董事可酌情邀請屬於下列任何類別參與者的任何人士接納購股權以認購本公司股份：

- (i) 本公司或其任何附屬公司的任何僱員（全職），包括任何執行董事；及
- (ii) 本公司或其任何附屬公司的任何非執行董事（包括獨立非執行董事）。

(c) 最高股份數目

- (i) 因行使根據購股權計劃及本公司任何其他購股權計劃所授出而尚未行使的任何購股權而將予發行的最高股份數目，合共不得超過本公司不時已發行股本的30%。
- (ii) 因行使根據購股權計劃及本公司任何其他購股權計劃而將予授出的全部購股權（就此而言，不包括根據購股權計劃及本公司任何其他購股權計劃的條款已失效的購股權）而可能予以發行的股份總數，合共不得超過於〔●〕已發行股份數目的10%（即按〔●〕完成後已發行股份為〔●〕股（未計及根據股份獎勵計劃授出的任何購股權或根據購股權計劃可能授出的任何購股權獲行使而將予配發及發行的任何股份）基準計算為〔●〕股（「一般計劃限額」）。
- (iii) 在上文(i)段的規限下及無損下文(iv)段的情況下，本公司可敦請股東於股東大會上批准更新一般計劃限額，惟因行使根據購股權計劃及本公司任何其他購股權計劃將予授出的所有購股權而可能發行的股份總數，不得超過於批准更新限額當日已發行股份數目的10%，且就計算經更新限額而言，將不會計入根據購股權計劃及本公司任何其他購股權計劃先前已授出的購股權（包括根據購股權計劃及本公司任何其他購股權計劃（視情況而定）而未行使、已註銷、已失效或已行使的購股權）。
- (iv) 在上文(i)段的規限下及無損上文(iii)段的情況下，本公司必須向其股東發出通函，敦請股東於股東大會上個別批准，授予本公司於敦請有關批准前已特別確定的參與者超出一般計劃限額或（如適用）上文(iii)段所述經更新限額的購股權。

(d) 每位參與者的最高配額

於任何十二個月期間內，因行使根據購股權計劃及本公司任何其他購股權計劃而向每位參與者授出的購股權（包括已行使或尚未行使的購股權）已發行及須予發行的股份總數，不得超過本公司不時已發行股本的1%（「個別限額」）。於直至進一步授出購股權日期為止（包括當日）的任何十二個月期間內，進一步授出任何超過個別限額的購股權須向股東發出通函並徵得股東在本公司股東大會上批准，而有關參與者及其聯繫人（定義見上市規則）須放棄投票。

(e) 向相關人士授出購股權

- (i) 凡根據購股權計劃向本公司董事、主要行政人員或主要股東或任何彼等各自的聯繫人（定義見上市規則）（「相關人士」）授出購股權，須經本公司獨立非執行董事（不包括本身為購股權承授人的任何獨立非執行董事）批准。

- (ii) 倘向本公司一名主要股東或獨立非執行董事或任何彼等各自的聯繫人授出購股權，若擬授出購股權連同截至授出購股權當日（包括該日）止的十二個月期間內已授予該人士的所有購股權（不論是否已行使、註銷或未行使）所涉及的股份為下列數額，須經股東於股東大會上批准：
- (A) 合共佔當時已發行股份的0.1%以上；及
 - (B) 按股份於每次授出購股權當日的收市價計算的總價值超過5,000,000港元（或上市規則不時允許的有關其他數額）。

為使上文(ii)段所述獲得批准，本公司須向股東寄發通函。所有本公司的關連人士須在有關股東大會上放棄投票，惟倘任何關連人士已在通函上表明擬就有關決議案投反對票，則可在股東大會上投票反對有關決議案。於大會上須以投票表決方式批准授出有關購股權。

(f) 接納及行使購股權的期限

參與者可於建議授出購股權當日起28日內接納購股權。

承授人可根據購股權計劃的條款於董事通知各承授人的期限內隨時全面或部分行使購股權，該期限可由提出授出購股權建議日期（「建議日期」）起計，惟須於緊接建議日期第十個週年日前一日屆滿。

(g) 表現目標

除非本公司董事於建議向承授人授出購股權時另行確定及指明，否則承授人在根據購股權計劃授出的購股權獲行使前毋須達致任何表現目標。

(h) 股份的認購價

根據購股權計劃，股份的認購價除根據(s)段調整外，將由本公司董事釐定，惟須以下列價格的最高者為準(i)股份於建議日期在〔●〕中所列的收市價；(ii)股份於緊接建議日期前五個交易日在〔●〕中所列的平均收市價；及(iii)股份面值。接納授出的購股權須繳付1.00港元的象徵性對價。

(i) 股份地位

- (i) 因行使購股權而獲配發的股份，須受組織章程大綱及組織章程細則及開曼群島公司法當時生效的所有條文的限制，且在所有方面將與於正式行使購股權當日（「行使日期」）已發行的繳足股款股份享有同等權益，因此，購股權持有人將有權享有於行使日期或之後派付或作出的所有股息或其他分派，惟不包括之前宣派或建議或議決派付或作出而有關記錄日期早於行使日期的任何股息或其他分派。因行使購股權而配發的股份於承授人登記為購股權持有人的手續完成前，並無附帶投票權。
- (ii) 除文義另有所指外，本段所指的「股份」包括本公司普通權益股本中因本公司不時拆細、合併、重新分類或重組股本而產生的任何面值的股份。

(j) 授出購股權的時間限制

購股權不應在股價敏感性事件發生或股價敏感性事項成為決定的目標後授出，直至有關股價敏感性資料已於報章上公佈為止。尤其於緊接下述日期（以較早者為準）前一個月起計：

- (i) 批准本公司年度、半年度、季度或任何其他中期期間業績的董事會會議舉行日期（無論是否上市規則規定），該日期為根據上市規則首先知會聯交所之日；及
- (ii) 本公司根據上市規則刊發其任何年度或半年度，或季度或任何其他中期期間（無論是否上市規則規定）業績公佈的最後期限，

至業績公佈日期為止期間，不得授出任何購股權。

根據上市規則所規定的上市公司董事進行證券交易的標準守則或本公司採納的任何相應守則或證券交易限制，在禁止董事進行證券交易的期間或期限內，本公司董事不得向身為董事的參與者授出任何購股權。

(k) 購股權計劃的期限

購股權計劃自根據其條款成為無條件及生效當日起十年內一直有效及生效，惟根據其條款提前終止則作別論。

(l) 終止僱用時的權利

倘購股權承授人為合資格僱員，惟因身故或下文(n)段所述一項或以上終止職務或僱用以外的任何原因不再為合資格僱員，則其購股權（以尚未行使者為限）將於終止僱用當日即告失效及終止，該日將被視為承授人在本集團的最後一個工作日。

(m) 身故時的權利

倘購股權承授人為合資格僱員，惟因身故而在全面行使購股權之前不再為合資格僱員，且並無出現構成(n)段所述終止職務或僱用理由的任何事件，則其遺產代理人可於身故之日後十二個月期間或董事可能釐定的較長期限內全面或部分行使購股權（以尚未行使者為限）。

(n) 解聘

倘購股權承授人為合資格僱員，惟因行為失當，或已被裁定任何涉及其操守或誠信的刑事罪行或（倘董事會或本集團相關成員公司的董事會認定屬實）因僱主根據普通法或任何適用法律或按照承授人的服務合同有權立即終止僱用承授人的任何理由等一項或以上的理由而終止其職務或僱用，或於破產或無力償付債項或整體上未能與其債權人訂立任何安排或債務重組協議或之後不再為合資格僱員，則其購股權將自動失效並在任何情況下不可予以行使。

(o) 不能轉讓

倘承受人以任何方法以任何第三方為受益人或就任何購股權出售、轉讓、押記、抵押、作出產權負擔或增設權益，則其購股權將自動失效及不可行使。

(p) 全面收購時的權利

倘全體股份持有人（除收購人及／或受收購人控制的任何人士及／或與收購人聯合或一致行動的任何人士以外的所有股份持有人）獲提呈（不論以收購要約、股份購回建議或安排計劃方式或以其他類似方式）全面或部分收購建議（屬初步提出的收購建議，提出建議時所按的條件一旦達成，收購人將擁有本公司的控制權），且有關收購建議在購股權可行使期間內成為或宣佈成為無條件，則承授人有權於該全面收購建議成為或被宣佈為無條件之日後14日內任何時間全面或按承授人發送予本公司的行使購股權通知書指明的限度行使其購股權（以尚未行使者為限）。除上文另有規定外，購股權（以尚未行使者為限）將於這些建議（或（視情況而定）經修訂的建議）截止當日自動失效。

(q) 清盤時的權利

倘有關本公司自願清盤的有效決議獲通過，則承授人可以隨時於這些決議獲通過的日期前根據購股權計劃的條文（須符合所有適用法律的規定）書面通知本公司全面或按有關通知指明的限度行使其購股權（以尚未行使者為限），及因此有權就隨後行使其購股權獲配發及發行的股份與有關決議案日期前一天的已發行股份的持有人平等參與本公司清算後所得財產的分配。由本公司清盤當日開始，所有購股權均會失效，惟先前已根據購股權計劃獲行使者除外。

(r) 妥協或安排時的權利

倘本公司與其股東或債權人就本公司重組或與任何其他公司合併的計劃獲提呈妥協或安排建議，則本公司須於向股東或債權人發出考慮有關妥協或安排的會議通告當日通知承授人，而每位購股權承授人將有權於自上述通告日期起計，至由該日起滿兩個日曆月之日或有關妥協或安排獲法院批准之日（以較早者為準）為止的期間內全面或部分行使其購股權，惟這些購股權的行使須待有關妥協或安排獲法院批准及生效後，方可作實。有關妥協或安排生效後，所有購股權均會失效，惟先前已根據購股權計劃獲行使者除外。

(s) 調整認購價

倘於購股權仍可行使期間，本公司進行資本化發行、供股、股份拆細或合併或股本削減，則購股權計劃所涉及的股份數目或面額及尚未行使的購股權及／或認購價，須作出本公司當時的核數師證實為公平合理的相應調整（如有），惟(i)於有關調整後，承授人有權認購的已發行股本比例須與作出有關變動前相同；(ii)本集團發行股份或其他證券作為交易對價一事不得被視為需要作出調整的原因；及(iii)不得作出調整致使股份以低於面值的價格發行。此外，就上述任何調整而言，除因資本化發行外，有關核數師必須以書面向本公司董事確認，有關調整符合上市規則、聯交所於二零零五年九月五日頒佈的補充指引以及聯交所不時頒佈的其他指引／詮釋的有關規定。

(t) 註銷購股權

徵得有關承授人同意後，本公司董事可不時全權酌情註銷任何或所有已授出但承授人尚未行使的購股權。本公司董事可酌情建議向有關承授人重新發行新購股權，惟須以有足夠的可動用未發行購股權（不包括已註銷購股權）可供董事重新發行為前提，且不得超出一般計劃限額或經更新一般計劃限額（視情況而定）。

(u) 終止購股權計劃

本公司可隨時於股東大會上藉決議案終止購股權計劃，在此情況下不得進一步授出購股權，惟就其他各方面而言，購股權計劃的條文均會維持有效，以使行使任何在終止計劃前授出的購股權（以尚未行使者為限）或在其他情況下根據購股權計劃所載條文行使購股權（以尚未行使者為限）得以生效。在終止計劃前授出的購股權（以尚未行使者為限）將根據購股權計劃維持有效及可予行使。

(v) 權利屬承授人個人所有

購股權屬承授人個人所有，不得轉讓或出讓（購股權計劃的規則另有規定除外）。

(w) 購股權計劃的變更

- (i) 購股權計劃的條款及條件可由本公司董事通過決議案予以修訂，惟其中有關上市規則第17.03條的條文不得作出有利於購股權承授人或潛在承授人的修訂，除非徵得本公司股東在股東大會上批准及承授人及其聯繫人放棄投票則作別論。
- (ii) 對購股權計劃的條款及條件作出任何重大修訂或對已授出購股權的條款作出任何變動，均須首先由本公司股東在股東大會上批准，惟倘有關修訂根據購股權計劃的現有條款自動生效則作別論。
- (iii) 本公司董事或計劃管理人的職權倘因購股權計劃條款的任何修訂而有任何變動，均須經本公司股東在股東大會上批准。

2. 購股權計劃的現狀

購股權計劃須待〔●〕方可作實。

於本文件日期，本公司並無根據購股權計劃授出或同意授出任何購股權。

F. 其他資料

1. 稅項及其他彌償保證

本公司控股股東已以本集團為受益人訂立彌償契據（即本附錄「重大合同概要」一段所述的重大合同），以向本集團提供下列彌償保證。本公司董事獲告知，本公司或其任何附屬公司不大可能須承擔任何遺產稅的重大責任。

根據彌償契據，(其中包括)本公司控股股東將就以下各項共同及個別向本集團各成員公司作出共同連帶賠償：(a)在〔●〕之日或之前，本集團任何成員公司因任何應計或已獲得(或被視為已賺取、應計或已獲得)的收入、利潤或收益而須繳納的稅項；(b)在〔●〕之日或之前，由於不符合中國法律及法規，導致本集團任何成員公司未能獲准使用或佔用或被驅逐出任何持有、租賃、租用、佔用的物業，而因搬遷業務或資產產生的任何成本、開支及經營與業務損失；(c)由於尚未獲得經營所需批准的本集團成員公司引致業務中斷或因其違反相關中國法律及法規，而產生的任何成本、開支以及經營與業務虧損；及(d)因第三方侵犯本公司的智慧財產權而產生的任何成本、開支以及經營與業務虧損。本公司控股股東進一步共同及個別承諾，將就前述的任何損失、賠償金、成本或開支向本集團各成員公司作出賠償。

然而，本公司控股股東在下列情況下將無須承擔責任(其中包括)：(a)本集團經審核賬目已就有關稅項作出撥備；及(b)在〔●〕之日後，因法律法規或其詮釋或稅務機關的慣例發生具有追溯效力的變動而導致的徵稅；或〔●〕之日後，因法律法規或其詮釋或稅務機關的慣例發生具有追溯效力的變動而使徵稅稅率提高，從而導致徵稅或者徵稅額增加。

2. 訴訟

於最後可行日期，本集團成員公司概無涉及任何重大訴訟、仲裁或索償，及據董事所知，本集團任何成員公司概無尚未了結或面臨重大威脅，且將會對本集團的經營業績或財務狀況構成重大影響的訴訟、仲裁或索償。

〔●〕

〔●〕

5. 無重大不利變動

董事確認，自二零一零年六月三十日(本集團最近期經審核合併財務報表的編製日期)以來，本集團的財務狀況或前景並無重大不利變動。

6. 合規顧問

本公司根據上市規則第3A.19條將委任國泰君安融資有限公司為本公司〔●〕後的合規顧問。

7. 已收取的代理費或佣金

除本文件所披露者外，於本文件刊發日期前兩年內，董事或名列本附錄「同意書」一段的任何人士概無就發行或出售本公司或其任何附屬公司的股本或借貸資本而獲授任何佣金、折扣、經紀佣金或其他特別條款。

〔●〕

9. 股東名冊

在開曼群島公司法的條文規限下，本公司的股東名冊將由卓佳證券登記有限公司於香港存置。

10. 專家資格

以下為提供於本文件內所載意見或建議的專業人士資格（定義見上市規則及公司條例）：

名稱	專家資格
〔●〕	〔●〕
羅兵咸永道會計師事務所	執業會計師
仲量聯行西門有限公司	物業估值師
雷德斯考特	獨立技術顧問
北京市中倫律師事務所	中國法律顧問
Maples and Calder	開曼群島法律顧問

11. 同意書

〔●〕、羅兵咸永道會計師事務所、仲量聯行西門有限公司、雷德斯考特、北京市中倫律師事務所及Maples and Calder已各自就本文件的刊發發出同意書，同意按現行格式及內容在本文件內轉載其報告及／或函件及／或估值概要及／或法律意見（視情況而定），並引述其名稱，且迄今並無撤回同意書。

於最後可行日期及除本文件所披露者外，概無任何名列本附錄「專家資格」一段的專業人士於本集團任何成員公司中擁有任何股權或認購或提名他人認購本集團任何成員公司證券的權利或購股權（無論可否依法強制執行）。

12. 〔●〕

13. (●)

14. 其他事項

- (a) 除非另有註明，否則本文件及隨附財務報表所載的所有股份資料及每股資料已予以調整，以反映股份拆細及於二零二零年四月十六日的面值變動，有關詳情載於本文件「歷史及企業架構－歷史」一段。
- (b) 除本文件所披露者外：
- (i) 緊接本文件刊發日期前兩年內，本公司及其任何附屬公司並無發行或同意發行繳足或部分繳足股本或借貸資本，以換取現金或現金以外的對價；
 - (ii) 本公司或其任何附屬公司的股本或借貸資本並無附有購股權，亦無有條件或無條件同意附有購股權；
 - (iii) 本公司或其任何附屬公司並無發行或同意發行任何創辦人股份、管理層股份或遞延股份；
 - (iv) 於本文件刊發日期前兩年內並無就認購、同意認購、促使認購或同意促使認購本公司任何股份而支付或應付任何佣金（(●) 佣金除外）；
 - (v) 概無本公司股本及債務證券於其他證券交易所上市或買賣或建議尋求在任何其他場所上市或買賣；
 - (vi) 本公司並無已發行可轉換債務證券或債券；及
 - (vii) 本公司董事或本附錄「同意書」一段所述的任何人士概無在本公司發展過程中擁有權益，或在緊接本文件刊發日期前兩年內，在本公司所收購或出售或租賃，或本集團任何成員公司擬收購或出售或租賃的任何資產中擁有權益。