

此 乃 要 件 請 即 處 理

香港交易及結算所有限公司及香港聯合交易所有限公司對本通函之內容概不負責，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通函全部或任何部分內容而產生或因倚賴該等內容而引致之任何損失承擔任何責任。

閣下如對本通函任何方面或應採取之行動有任何疑問，應諮詢閣下之持牌證券交易商、註冊證券機構、銀行經理、律師、專業會計師或其他專業顧問。

閣下如已售出或轉讓所有名下MI能源控股有限公司(「本公司」)之股份，應立即將本通函送交買主或承讓人，或經手買賣或轉讓之銀行、持牌證券交易商、註冊證券機構或其他代理商，以便轉交買主或承讓人。



MIE HOLDINGS CORPORATION
MI 能 源 控 股 有 限 公 司

(於開曼群島註冊成立之有限公司)

(股份代號：1555)

(1) 主要交易

**關於出售亞洲天然氣能源有限公司的全部已發行股本
及**

(2) 股東特別大會通告

董事會函件載於本通函第5頁至第15頁。本公司謹訂於二零一六年六月二十日(星期一)緊隨本公司有關出售Palaeontol B. V.之60%股權的股東特別大會結束後假座香港金鐘道95號統一中心十樓統一會議中心會議廳三舉行股東特別大會(「股東特別大會」)，召開大會之通告載於本通函第EGM-1頁至第EGM-2頁。不論閣下能否親身出席股東特別大會並於會上投票，務請遵照其列印的指示填妥及交回隨函附奉的任代表表格，並盡快將其交回本公司的香港股份過戶登記處卓佳證券登記有限公司，地址為香港皇后大道東183號合和中心22樓，惟無論如何須於股東特別大會或其任何續會(視乎情況而定)指定的舉行時間四十八小時前送達。填妥及交回委任代表表格後，閣下仍可依願親身出席股東特別大會或其任何續會(視乎情況而定)並於會上投票。

二零一六年五月二十六日

目 錄

	頁次
釋義	1
董事會函件.....	5
附錄一 — 本集團的財務資料	I-1
附錄二 — 合資格人士報告.....	II-1
附錄三 — 一般資料	III-1
股東特別大會通告	EGM-1

釋 義

在本通函中，除文義另有所指外，下列詞語具有如下涵義：

「協議」	指	本公司與買方於二零一六年四月二十六日簽署的有關處置之買賣協議
「該公告」	指	本公司日期為二零一六年四月二十七日的公告，內容有關(其中包括)處置
「聯繫人」	指	具有上市規則賦予之含義
「董事會」	指	董事會
「本公司」	指	MI能源控股有限公司(股份代號：1555)，一家於開曼群島註冊成立之有限公司，其股份於聯交所主板上市
「合資格人士」	指	RISC Operations Pty Ltd
「合資格人士報告」	指	本通函附錄二所載之合資格人士報告，由合資格人士根據上市規則之規定刊發
「交割」	指	根據協議條款條件完成處置
「交割日期」	指	協議各方通知其他方所有條件已被滿足或豁免(如適用)日期之後的第五個營業日，或協議各方可能書面同意的稍晚日期
「關連人士」	指	具有上市規則賦予之含義
「對價」	指	根據協議買方應支付的對價總額，詳述於本通函題為「對價和定價基礎」一節
「董事」	指	本公司董事
「處置」	指	根據協議條款和條件處置待售股份和股東貸款
「EBITDA」	指	息稅折舊攤銷前利潤

釋 義

「股東特別大會」	指	本公司將予召開的股東特別大會，以考慮及酌情批准(其中包括)處置，股東特別大會通告載於本通函第EGM-1至EGM-2頁
「本集團」	指	本公司及其附屬公司
「港元」	指	港元，香港法定貨幣
「香港」	指	中國香港特別行政區
「煙氣」	指	產品分成合同內主要成分為甲烷和煙液的任意氣體
「IFRS」	指	國際財務報告準則
「IFRS財務報表」	指	根據國際財務報告準則編製之財務報表
「獨立第三方」	指	獨立於且與本公司及其關連人士無關的一方或多方
「首付款」	指	定義於本通函題為「對價和定價基礎—(a)購買價款」一節
「哈薩克斯坦」	指	哈薩克斯坦共和國
「最後實際可行日期」	指	二零一六年五月二十四日，即本通函刊印前，確定當中所載若干資料的最後實際可行日期
「臨興產品分成合同」	指	SGE與中聯煤層氣有限責任公司就中國山西省臨縣和興縣約1,874平方千米(不時調整)區域，於一九九八年六月二十九日簽署及不時修訂的產品分成合同
「上市規則」	指	聯交所證券上市規則
「最後截止日」	指	協議日期之後第120日，或協議各方可能書面同意的其他日期

釋 義

「管理費」	指	定義於本通函題為「對價和定價基礎—(b)管理費」一節
「千立方英呎／日」	指	千標準立方英呎／日，氣量的一個標準計量單位
「百萬標準立方英呎」	指	百萬標準立方英呎
「淨分派金額」	指	定義於本通函題為「對價和定價基礎—(a)購買價款—交割時購買價款的調整」一節
「目標公司營運資本淨額」	指	定義於本通函題為「對價和定價基礎—(a)購買價款—交割時購買價款的調整」一節
「SGE營運資本淨額」	指	定義於本通函題為「對價和定價基礎—(a)購買價款—交割時購買價款的調整」一節
「OPEC」	指	石油輸出國組織
「交割後購買價款的調整」	指	定義於本通函題為「對價和定價基礎—(a)購買價款—交割後購買價款的調整」一節
「中國」	指	中華人民共和國，就本通函而言，不包括香港、中國澳門特別行政區和臺灣
「產品分成合同」	指	臨興產品分成合同及三交北產品分成合同
「購買價款」	指	定義於本通函題為「對價和定價基礎—(a)購買價款」一節
「買方」	指	中國新能源礦業有限公司，一家根據香港法律註冊成立的公司
「人民幣」	指	人民幣，中國法定貨幣
「待售股份」	指	每股0.001美元的4,990,000,000股目標公司股份，為目標公司全部已發行股本

釋 義

「三交北產品分成合同」	指	SGE與中國石油天然氣集團公司就中國山西省三交北地區約1,126平方千米(不時調整)區域，於一九九八年六月二十九日簽署及不時修訂的產品分成合同
「SGE」	指	中澳煤層氣能源有限公司，一家根據澳大利亞法律註冊成立的公司
「SGEH」	指	中澳煤層氣能源控股有限公司，一家根據澳大利亞法律註冊成立的公司
「證券及期貨條例」	指	證券及期貨條例(香港法例第571章)
「股份」	指	本公司已發行股本中每股0.001美元的普通股
「股東」	指	股份持有者
「股東貸款」	指	截至交割日期，目標公司欠本公司的所有款項。僅供說明之用，截至二零一五年十二月三十一日，股東貸款金額為8,780萬美元(約為6.848億港元)
「聯交所」	指	香港聯合交易所有限公司
「目標公司」	指	亞洲天然氣能源有限公司，按照開曼群島法律成立的一家獲豁免有限責任公司，截至本通函日期，為本公司之全資附屬公司
「目標集團」	指	目標公司及SGE
「美國」	指	美利堅合眾國
「美元」	指	美元，美國法定貨幣
「%」	指	百分比

僅供本通函說明之用，美元按照1.00美元兌7.80港元的匯率換算成港元，人民幣按照人民幣1.00元兌1.20港元的匯率換算成港元。本公司並未作出任何港元或美元金額已經或可以於相關日期按照上述比率或任何其他比率兌換的保證。



MIE HOLDINGS CORPORATION

MI 能源控股有限公司

(於開曼群島註冊成立之有限公司)

(股份代號：1555)

執行董事：

張瑞霖先生(主席)

趙江巍先生

Andrew Sherwood Harper 先生

陶德賢先生

田洪濤先生

註冊辦事處：

Maples Corporate Services Limited

P.O. Box 309

Ugland House

Grand Cayman KY1-1104

Cayman Islands

非執行董事：

謝娜女士

香港主要營業地點：

香港

皇后大道東183號

合和中心54樓

獨立非執行董事：

梅建平先生

Jeffrey W. Miller 先生

郭燕軍先生

北京辦公室：

中國

北京朝陽區

慧忠路5號

遠大中心

C座1501室

郵編100101

敬啟者：

(1) 主要交易

**關於出售亞洲天然氣能源有限公司的全部已發行股本
及**

(2) 股東特別大會通告

緒言

茲提述該公告，內容有關本公司與買方於二零一六年四月二十六日訂立的協議，據此，本公司同意出售且買方同意購買待售股份(目標公司的全部已發行股本)以及股東貸款。

董事會函件

本通旨在向閣下提供(其中包括)(i)有關買賣協議及其項下擬進行交易之進一步詳情；(ii)本集團之財務資料；(iii)合資格人士報告；(iv)上市規則規定的其他資料；及(v)召開股東特別大會之通告。

協議

協議主要條款載列如下：

日期

二零一六年四月二十六日

訂約方

- (a) 本公司；及
- (b) 買方。

經董事作出一切合理查詢後所知、所悉及所信，買方及其最終受益方為獨立第三方。

將予處置的資產

- (a) 待售股份，代表目標公司的全部已發行股本；及
- (b) 股東貸款。

對價和定價基礎

協議對價由(a)購買價款(受限於調整)；及(b)管理費組成。

(a) 購買價款

買方應按下述安排以現金形式向本公司支付2.2億美元(約17.16億港元)(受限於調整)(「購買價款」)：

- (i) 於協議簽署之日，支付8,800萬美元(約6.864億港元)，為購買價款的40%(「首付款」)；
- (ii) 於交割時，支付購買價款根據下文題為「交割時購買價款的調整」一節進行調整後的餘額；及

- (iii) 如購買價款之調整金額根據下文題為「交割後購買價款的調整」一節進行任何進一步修改，該等金額應由本公司或買方(視情況而定)於該等金額經各方同意後10個營業日內(或協議規定的其他方式)結算。

如果交割並無在最後截止日當天或之前進行，除買方違反協議之外，首付款應退還。

交割時購買價款的調整

交割時，購買價款應調整如下：

- (i) 如SGE截至二零一五年十二月三十一日之流動資產與流動負債之差值(不包括SGEH和／或目標公司的應收賬款或應付賬款)(「**SGE營運資本淨額**」)為正，則購買價款應增加SGE營運資本淨額的51%；如SGE營運資本淨額為負，則購買價款應減少SGE營運資本淨額的51%；
- (ii) 如目標公司截至二零一五年十二月三十一日之流動資產與流動負債之差值(不包括SGE和／或本集團的應收賬款或應付賬款)(「**目標公司營運資本淨額**」)為正，則購買價款應增加目標公司營運資本淨額；如目標公司營運資本淨額為負，則購買價款應減少該等金額；
- (iii) 如二零一五年十二月三十一日之後至交割日期，本集團代或為目標公司支付的所有款項總額減去目標公司支付給本集團的款項(包括本公司應佔二零一五年十二月三十一日之後產生利潤)之差值(「**淨分派金額**」)為正，則購買價款應增加淨分派金額；如淨分派金額為負，則購買價款應減少該等金額；及
- (iv) 如SGE於二零一五年十二月三十一日或之前生產的煙氣銷售中產生或應計任何收入，或如SGE就產品分成合同項下之生產或試生產於二零一五年十二月三十一日或之前產生或應計任何分配，且該等各自金額未體現在SGE營運資本淨額中，則購買價款應增加該等各自金額的51%。

交割後購買價款的調整

於交割日期之後第50天當天或之前，如有有關購買價款調整金額的任何修改，買方應通知本公司(「交割後購買價款的調整」)。本公司應於三十日內表明其是否同意買方通知的交割後購買價款的調整，如未表明，則本公司應被視為已經接受了買方通知的該等金額。如本公司和買方於下一個三十日後未能就交割後購買價款的調整達成一致，則本公司和買方應共同聘請「四大」會計師事務所之一就交割後購買價款的調整做出最終決定。

(b) 管理費

交割時，買方應就本公司對SGE有關產品分成合同項下煙氣勘探、評估、開發和生產之運營和活動的管理，於自二零一五年十二月三十一日之後至交割日期的期間內按月支付本公司一筆60,000美元(約46.8萬港元)金額的管理費(「管理費」)。

最終對價金額受限於上述對購買價款的調整，將於交割時或交割後確定，根據本通函之日對調整後購買價款的估計，經參考上市規則項下的對價測試，董事會現在預計適用百分比率將超過25%但不足75%。

對價由本公司和買方進行公平談判後確定，並參考了各項要素，其中包括但不限於，臨興產品分成合同和三交北產品分成合同截至二零一五年十二月三十一日獨立技術儲量報告中的2P儲量574,260百萬標準立方英尺，二零一五年總產量3,702千立方英尺／日，臨興產品分成合同的氣售價人民幣1.615元／立方米及三交北產品分成合同的氣售價人民幣1.63元／立方米，現有基礎設施(包括臨興產品分成合同及三交北產品分成合同內的兩個中心集氣站)，目標公司財務信息，以及中國宏觀天然氣環境下的資產戰略價值。

董事認為，該代價公允合理，符合本公司及股東的整體利益。

條件

交割受限於下列條件(「條件」)是否被滿足或豁免(如適用)：

- (a) 適用於協議擬進行之交易的上市規則全部要求(包括但不限於上市規則第14章項下的股東批准要求)已被滿足；
- (b) 待售股份抵押於一家獨立第三方的股權質押已被解除；及
- (c) 無重大不利事件發生，指產品分成合同的任一相對方並無終止任一或全部產品分成合同(但該等終止系因買方，其控股公司或他們各自的附屬公司的任何行為或疏忽或按買方，其控股公司或他們各自的附屬公司的指令行為的第三方所導致的除外)。

除上述條件(c)(可由買方自行豁免)之外，其他條件均不可被豁免。

於最後實際可行日期，概無條件獲達成。

交割

交割應於交割日期進行。

交割後，目標公司將不再是本集團之全資附屬公司。

處置交割須待達成若干條件後方可作實。因此，處置未必會落實及本公司潛在投資者於買賣本公司股份及其他證券時務請審慎行事。

有關訂約方的資料

本集團

本集團是一家在中國、哈薩克斯坦和美國從事石油天然氣勘探和生產的獨立油氣集團。本集團通過與中國最大的石油公司——中國石油天然氣股份有限公司訂立的多份單獨的產品分成合同，在松遼盆地經營大安和莫里青油田。本集團還持有一份勘探合同及四份生產合同，可據此在哈薩克斯坦西南部的曼吉斯陶省開展勘探及生產活動。此外，本集團還在獨立地以及與其他主要獨立石油公司合作尋求其他國際勘探、開發和生產機會。

買方

買方是一家根據香港法律成立的私營公司，專注於油氣領域的勘探、開發和生產。買方的管理團隊由在勘探和開發陸上油氣田領域有著豐富經驗的行業資深人士組成，其任職於中國石油天然氣集團公司及其他於聯交所主板或其他交易所上市的公司如中國海洋石油總公司(紐交所：CEO，聯交所：883，美國存託憑證：CNU)、中國石油化工集團公司(上交所：600028，聯交所：386，美國存託憑證：SNP)及中信資源控股有限公司(聯交所：1205)期間，在中國、印度尼西亞、哈薩克斯坦及其他國際油氣合營公司都擁有豐富工作經驗。

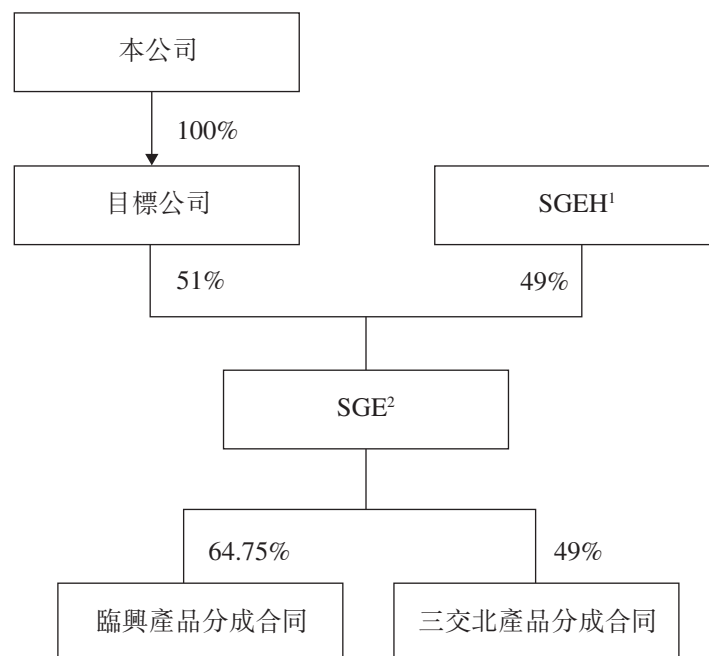
有關目標集團的資料

目標公司是按照開曼群島法律成立的一家獲豁免有限責任公司。截至本通函之日，目標公司為本公司的全資附屬公司。

目標公司為一家投資控股公司。目標公司持有SGE51%股份，SGE在臨興產品分成合同和三交北產品分成合同分別擁有64.75%和49%的權益。產品分成合同均位於中國北部山西省的鄂爾多斯盆地，合約覆蓋範圍超過3,000平方千米，富有煤層氣和緻密氣。於二零一五年，SGE的總作業產量為3,702千立方英尺／日。自本公司於二零一二年收購目標公司至二零一五年十二月三十一日，本公司已總共投入目標公司約1.488億美元(約11.6064億港元)(通過權益和股東貸款)。

董事會函件

截至本通函之日，說明目標公司和SGE股權結構的簡圖載列如下：



附註(1)：經董事作出一切合理查詢後所知、所悉及所信，除了本公司和SGEH對SGE的共同投資之外(如上圖所示)，截至本通函之日，SGEH及其最終受益方為獨立第三方。

附註(2)：根據本公司及SGEH簽訂的股東協議相關條款，SGE分類為合營公司。

目標集團的油氣資料概要

下表載列目標集團於二零一五年十二月三十一日之指示性1P、2P及3P石油及天然氣儲量估計：

	二零一五年十二月三十一日		
	石油 (桶)	天然氣 (百萬標準 立方英尺)	桶油當量 (桶)
探明(1P)	—	375,870	62,645
探明+概算(2P)	—	574,260	95,710
探明+概算+可能(3P)	—	781,830	130,305

附註(1)：桶油當量(「桶油當量」)，按六千標準立方英尺氣轉換為一桶油當量，僅供參考用途)。

董事會函件

附註(2)：目標集團於二零一五年十二月三十一日之指示性1P、2P及3P石油及天然氣儲量估計乃摘錄自本通函附錄二所載之根據SPE-PRMS準則編製的合資格人士報告。

目標公司的財務信息和處置的財務影響

下表載列了目標公司的財務信息：

	截至十二月三十一日止的 財政年度	
	二零一四年 (未經審計) 美元	二零一五年 (未經審計) 美元
EBITDA (負)	(9,240,720)	(4,274,634)
淨(虧損)	(9,252,879)	(4,274,764)
	截至二零一四年 十二月三十一日 (未經審計) 美元	截至二零一五年 十二月三十一日 (未經審計) 美元
淨資產	46,885,649	42,610,885

交割後，本集團預計從處置錄得未經審計收益約為6,200萬美元(約4.838億港元)，基於以下所述為基礎計算：(i)預計購買價款2.2億美元(約17.16億港元)及預計管理費30萬美元(約230萬港元)；(ii)目標公司截至二零一五年十二月三十一日的未經審計資產淨值和股東貸款分別為4,260萬美元(約3.323億港元)及8,780萬美元(約6.848億港元)；(iii)之前收購目標公司小股東股份也基於相同的購買價款2.2億美元(約17.16億港元)的收購對價(調整前)；及(iv)處置相關的交易費用。

資產及負債

本集團按權益法對SGE的投資入賬。於交割時，基於本集團於二零一五年十二月三十一日之綜合財務報表，估計本集團總資產將增加約62.0百萬美元(約4.838億港元)，而本集團之總負債不會出現變動。資產淨值之有關增加乃經參考下列各項進行計算：(i)購買價款；(ii)目標公司於二零一五年十二月三十一日之未經審計資產淨值及股東貸款；(iii)之前收購目標公司小股東股份之收購代價(基於相同購買價款)；及(iv)處置應佔交易成本及開支。

處置的原因及裨益

鑒於全球大宗商品市場原油價格的持續波動，該處置機會可進一步提高本集團的財務實力和償債能力。該處置將使得本集團重新分配資源，在平衡(i)為任何可能為本集團提供更多長期戰略價值的新收購機會提供融資；及(ii)在全球油氣行業於可見將來復蘇時管理本集團資產負債表上的各種債務二者之間提供更多靈活性。

另外，基於目標集團截至二零一四年十二月三十一日和二零一五年十二月三十一日的合併財務報表(根據本集團採納的相關國際會計準則編製)，目標集團分別錄得：(i)淨虧損人民幣5,540萬元(約6,650萬港元)及人民幣2,660萬元(約3,190萬港元)；及(ii)負EBITDA人民幣5,540萬元(約6,650萬港元)及人民幣2,660萬元(約3,190萬港元)。該處置將於交割後為本集團帶來人民幣4.028億元(約4.838億港元)的潛在收益，並在現今低油價環境下提高本公司的財務實力和償債能力。

而且，因為本集團是按權益法對SGE的投資入賬，SGE的資產負債表和損益表並不並入本集團的合併財務報表，預計交割後該處置將不會對本集團財務狀況產生任何重大影響。

因此，董事認為，該對價體現了對目標公司的公允估值和對本集團的合理回報。董事會認為，該處置的條件條款公允合理，符合本公司及其股東的整體利益。

收益使用

經扣除上述相關交易成本和處置所得費用之後，估計處置所得淨收益為2.035億美元(約15.871億港元)。本集團擬利用處置所得淨收益用於本集團一般營運資本。

上市規則的影響

由於處置之最高適用相關比率超過25%但不足75%，因此處置構成上市規則第14章所規定的本公司主要交易，因而須遵守上市規則第14章項下的通知、公告和股東批准規定。本公司將召開特別股東大會，在會上將提呈普通決議案以批准(其中包括)處置。

董事會函件

經董事作出一切合理查詢後所知、所悉及所信，於本通函日期，概無股東於處置中擁有重大利益，故此，概無股東須就於股東特別大會上提呈以批准處置的決議案放棄投票。

為遵守上市規則第18章規定，本公司已委任合資格人士發出合資格人士報告，以根據SPE-PRMS準則提供出售公司的資源及儲備的估計數額。

經董事作出一切合理查詢後所知、所悉及所信，各合資格人士及其最終實益擁有人均為獨立第三方。

股東特別大會

本公司謹訂於二零一六年六月二十日(星期一)緊隨本公司有關出售Palaeontol B. V.之60%股權的股東特別大會結束後假座香港金鐘道95號統一中心十樓統一會議中心會議廳三舉行股東特別大會，以考慮及酌情通過股東特別大會通告所載的決議案。股東特別大會通告載於本通函第EGM-1至EGM-2頁。

不論閣下能否親身出席股東特別大會，務請遵照隨附的代表委任表格所列印的指示填妥及交回該表格，並盡快將其交回本公司的香港股份過戶登記處卓佳證券登記有限公司，地址為香港皇后大道東183號合和中心22樓，惟無論如何須於股東特別大會或其任何續會(視乎情況而定)指定的舉行時間48小時前送達。填妥及交回委任代表表格後，閣下仍可依願親身出席股東特別大會或其任何續會(視乎情況而定)並於會上投票。

暫停辦理股東登記手續

本公司將於二零一六年六月十六日(星期四)至二零一六年六月二十日(星期一)(包含首尾兩日)暫停辦理股東登記手續，期間亦不會辦理股份過戶登記手續。為符合出席股東特別大會的資格，所有過戶文件連同有關股票須不遲於二零一六年六月十五日(星期三)下午四時三十分遞交至本公司的香港股份過戶登記分處卓佳證券登記有限公司，地址香港皇后大道東183號合和中心22樓。

推薦建議

董事(包括獨立非執行董事)認為，協議的條款屬正常商業條款，且公平合理，亦符合本公司及股東的整體利益。因此，董事(包括獨立非執行董事)建議股東於股東特別大會上投票贊成批准處置的有關決議案。

董 事 會 函 件

其他資料

閣下亦應垂注本通函附錄所載的其他資料。

此 致

列位股東 台照

代表董事會
主席
張瑞霖
謹啟

二零一六年五月二十六日

債項聲明

於二零一六年三月三十一日營業時間結束時，本集團有尚未償還借款約人民幣49.641億元，包括有抵押銀行貸款約人民幣5.526億元及賬面值為人民幣44.115億元的計息票據。

銀行貸款共計人民幣1.21億元以本集團於各貸款協議期間根據位於中國東北地區大安油田的大安產品分成合同(「大安產品分成合同」)獲分配收取收益的權利作抵押。本集團持有大安產品分成合同海外參與權益的90%權益，大安產品分成合同自二零零五年起進入商業生產階段，於二零二四年到期。本集團餘下銀行貸款共計人民幣4.316億元以本集團銀行存款約人民幣4.63億元作抵押。

於二零一六年三月三十一日，本集團並無重大或然負債或擔保。

除本通函前述或其他部分披露者以及於正常業務過程中的集團內公司間負債及一般貿易應付款項外，於二零一六年三月三十一日營業時間結束時，本集團並無已發行及發行在外或同意發行的任何其他貸款資本、銀行透支、貸款或其他類似債項、承兌負債或承兌信貸、債權證、按揭、押記、融資租賃承擔、擔保或其他或然負債。

營運資金聲明

董事認為，經計及可得財務資源(包括內部產生資金、可動用貸款融資及處置的估計所得款項淨額)後，如於無不可預見未來情況下，本集團自本通函日期起未來至少十二個月將有充足營運資金。

本集團的財務及貿易前景

歐佩克原油生產商、美國頁岩油和非歐佩克供應商之間進行產量角逐而產生的全球範圍內史無前例的供過於求，驅使油價自二零一四年起進入了第二年大幅下滑。當生產商推出各項舉措以應對低價環境時，宏觀基本面於二零一六年依然堅挺，且原油價格於短期內可能維持波動。宏觀環境充滿挑戰，本集團於此經營時專注即時回應相關急劇變動的靈活能力。二零一五年，本集團採取管控和降低作業和管理成本，同時保持安全可靠的作業的方式，以繼續適應和再均衡，應對低油價環境。由於集團把流動性視為首要要務，將二零一五年資本開支大幅下降，我們預計在二零一六年進一步減少資本開支。

因此，本集團繼續密切監測全球油氣市場的發展，並及時了解符合本集團長期發展和增長的有吸引力的資產，同時將在二零一六年度繼續削減資本開支，減少鑽井和工作計劃，並專注於運營效率和成本削減。我們計劃鑽井23口，其總預算資本開支為及現金投入為5,500萬美元。預計歸屬於本集團的原油及天然氣產量分別為9,240至10,540桶／天及11,100至12,100千立方英尺／天。

下文為合資格人士RISC Operations Pty Ltd刊發的合資格人士報告全文，乃供載入本通函。



機 密

有關MI能源控股有限公司
臨興及三交北產品分成合同的
合資格人士報告



decisions with confidence



機密

MI能源控股有限公司(MIE)同意，未經RISC明確的書面同意，不會挪用、複製或以任何其他方式轉載或向任何其他人士(受僱期間行事的MIE僱員或服務人員除外)披露本文件所載任何資料。

應MIE請求，RISC已同意披露本文件，惟考慮到RISC同意披露，MIE及收件人承認并同意：

- MIE彌償RISC因收件人或任何其他第三方就RISC建議所提申索而產生的所有申索、損失、負債、開支或損害
- 本文件並非解決收件人具體情況或請求。收件人不得依賴文件作任何其他目的。
- 對於向MIE寄發文件後所發生或獲悉的任何事情，RISC對收件人並不承擔更新本文件的責任
- 收件人必須對本文件保密，同意不會挪用、複製或以任何其他方式轉載或向任何其他人士或組織披露本文件所載任何資料。
- 對於因本文件內容產生的任何訴訟因由(包括疏忽)，RISC或其任何僱員、代理或承包商概不對收件人或任何其他人士負責，且收件人不得就因本文件內容產生的任何訴訟因由向RISC或其任何僱員、代理或承包商提起任何申索或展開或尋求任何法律程序。

倘MIE或收件人不同意上述條款，RISC拒絕同意MIE向收件人披露文件。

版權

本文件受版權法保護。對於未經授權轉載或分發文件或當中任何部分，均有權要求損害賠償。

授權

RISC Operations Pty Ltd僱員Peter Stephenson先生負責編製本合資格人士報告。Stephenson先生持有化學工程理學學士學位及石油工程工程碩士學位，為英國化學工程師協會及石油工程師協會(認可專業機構)信譽良好的特許會員。彼有逾30年行業經驗，為香港聯合交易所有限公司證券上市規則界定的合資格人士。Stephenson先生授權刊發本合資格人士報告。

Peter Stephenson理學學士、工程碩士、英國化學工程師協會會員
RISC合夥人(1138 Hay St., Perth, Australia)

二零一六年五月十六日



目錄表

1.	執行摘要	1
1.1.	概覽	1
1.2.	儲量及開發參數	3
1.3.	上行資源	6
2.	評估基準	7
2.1.	職權範圍	7
2.2.	數據可用性及方法	7
2.3.	資格	7
2.4.	限制	8
2.5.	獨立性	9
2.6.	標準	9
2.7.	彌償	9
2.8.	同意	9
3.	地區資料及分析	10
3.1.	地區石油史	10
3.2.	區域地質	11
3.3.	試井結果	13
3.3.1.	試井結果分析	16
3.3.2.	試井位置	19
3.4.	儲層壓力及天然氣性質	20
3.5.	儲層屬性	22
3.5.1.	岩石物理法	22
3.5.2.	氣層厚度	23
3.5.3.	按井劃分的儲層屬性	24
3.6.	天然氣市場及價格	26
3.7.	開發時間表及資源分類	28
3.8.	試產	28
4.	三交北產品分成合同	34
4.1.	緒言及產品分成合同條款	34
4.2.	原始天然氣儲量估算	35
4.2.1.	可生產及可開發原始天然氣儲量	37
4.3.	開發計劃及產量預測	38
4.4.	三交北資源	39
4.4.1.	1P及2P儲量	40
4.4.2.	可能儲量	40
4.4.3.	或有資源	41
4.4.4.	遠景資源	41
4.5.	三交北經濟	41



4.5.1. 開發及發現的可能性	41
4.5.2. 經濟分析	42
5. 臨興產品分成合同	44
5.1. 緒言及產品分成合同條款	44
5.2. 原始天然氣儲量估計	46
5.3. 深層天然氣開發計劃及生產預測	49
5.4. 臨興深層天然氣資源	50
5.4.1. 儲量	50
5.4.2. 可能儲量	51
5.4.3. 或有資源	51
5.4.4. 遠景資源	51
5.5. 臨興東區塊淺層煤層氣資源	51
5.6. 臨興經濟分析	53
5.6.1. 深層煤層氣開發	53
5.6.2. 淺層煤層氣開發	54
6. 詞彙表	56



圖表

圖 1-1	MIE 產品分成合同在中國的位置	2
圖 1-2	臨興產品分成合同 1P 及 2P 氣體預測	4
圖 1-3	三交北產品分成合同 1P 及 2P 氣體預測	4
圖 3-1	鄂爾多斯盆地氣田及管道	10
圖 3-2	SGE 地震解釋 — 測線 221	11
圖 3-3	SGE He8 構造圖	12
圖 3-4	測線 SJB2011_216 顯示推覆	12
圖 3-5	SGE 鄂爾多斯盆地許可地區地層情況	13
圖 3-6	儲層試井量分佈	17
圖 3-7	試井位置	19
圖 3-8	試井的儲層壓力數據	20
圖 3-9	測井與岩芯孔隙率比較	23
圖 3-10	按層系劃分的原始天然氣儲量百分比	26
圖 3-11	深層煤層氣試驗計劃	29
圖 3-12	三交北深層煤層氣試產	30
圖 3-13	臨興西深層煤層氣試產	32
圖 4-1	三交北產品分成合同條款	35
圖 4-2	三交北許可證 — 資源區域	36
圖 4-3	三交北已發現區域 P90、P50、P10 產量預測	39
圖 4-4	經濟敏感性 — 三交北儲量開發	42
圖 5-1	臨興產品分成合同條款	45
圖 5-2	臨興許可 — 資源區	46
圖 5-3	臨興已發現區 P90、P50、P10 生產預測	49
圖 5-4	經濟敏感性 — 臨興儲量開發	54



表格列表

表1-1	產品分成合同概況及權益(假設政府當局及CBM Energy Associates行使選擇權)	1
表1-2	截至二零一六年一月一日1P及2P儲量概況	3
表1-3	鑽井數目及開發成本(100%)	5
表1-4	儲量淨現值(MIE份額)	5
表1-5	截至二零一五年十二月三十一日臨興產品分成合同上行資源概況	6
表3-1	試井概況	14
表3-2	平均試井量及滲透率	17
表3-3	儲層壓力、溫度及氣體膨脹係數	22
表3-4	使用的岩石物理界限值	22
表3-5	平均層系屬性	24
表3-6	石千峰次級單位(SQF 1至5)層系屬性	25
表3-7	井口氣價假設(RISC)	26
表3-8	三交北試產井及完井層位	31
表3-9	臨興西試產井及完井層位	33
表4-1	三交北許可證深層煤層氣資源區域	36
表4-2	三交北一按層系劃分的原始天然氣儲量	37
表4-3	按地層系劃分的可生產原始天然氣比例	38
表4-4	開發參數—已發現區域	39
表4-5	三交北1P及2P儲量	40
表4-6	三交北可能儲量	40
表4-7	三交北或有資源	41
表4-8	三交北遠景資源	41
表4-9	三交北儲量經濟情況	42
表5-1	產品分成合同延期及到期日	45
表5-2	臨興許可—深層天然氣資源區	47
表5-3	臨興一按層系劃分的原始天然氣儲量	48
表5-4	開發參數—已發現區	49
表5-5	臨興深層天然氣1P及2P儲量	50
表5-6	臨興深層天然氣可能儲量	51
表5-7	臨興深層或有資源	51
表5-8	臨興深層遠景資源	51
表5-9	臨興東區塊淺層煤層氣原始天然氣儲量及或有資源(於二零一五年十二月三十一日)...	52
表5-10	臨興東區塊淺層煤層氣資源	53
表5-11	臨興儲量經濟情況	54



1. 執行摘要

1.1. 概覽

中澳煤層氣能源有限公司(SGE)由MI能源控股有限公司(MIE)透過其全資附屬公司亞洲天然氣能源有限公司擁有51%。中澳煤層氣能源控股有限公司(SGEH)擁有餘下49%。SGE持有中國鄂爾多斯盆地兩個臨近產品分成合同臨興及三交北的100%承包商權益並為該兩個產品分成合同的經營者。

該兩個產品分成合同尚屬勘探階段(該階段已多次延長)。於遞交總體開發方案前持續進行試點天然氣生產測試和銷售。總體開發方案批准後，政府當局支付相應比例的開發成本後有權享有開發權益。政府享有30%的臨興產品分成合同和51%的三交北產品分成合同。此外，CBM Energy Associates可選擇支付過往成本的7.5%後以購回承包商應佔臨興產品分成合同的5.25%。RISC於估計MIE應佔淨現值及享有的資源時假設該等選擇權已行使；表1-1概述所得各產品分成合同的權益。

表1-1 產品分成合同概況及權益(假設政府當局及CBM Energy Associates行使選擇權)

資產		經營者	SGE權益	MIE權益	狀況	許可證到期日	總面積 (平方公里)	MIE淨面積 (平方公里)
國家	區塊							
中國	臨興產品分成合同	中澳煤層氣能源	64.325%	33.82575%	試點測試	二零二八年 六月	1873.56	633.75
中國	三交北產品分成 合同	中澳煤層氣能源	49%	24.99%	試點測試	二零三三年 六月	1124.09	280.91
MIE目前擁有該等產品分成合同51%的實際權益，但隨著政府及CBM Energy Associates選擇參與開發，預期該權益會減至上述數值								

二零零六年，TB-01井發現乾氣(93%甲烷)，其後鑽探逾100個勘探及評估井以劃定產品分成合同。氣體蘊藏於地下1300至2100米之間超過800米儲層段的五個層系中。

氣藏為低滲透砂岩，含不受構造限制的盆地中心氣。該深層氣來源於朝向儲層底部的煤層。亦已發現CBM(煤層氣)資源，現正對煤層較淺的較小區域進行試點測試。

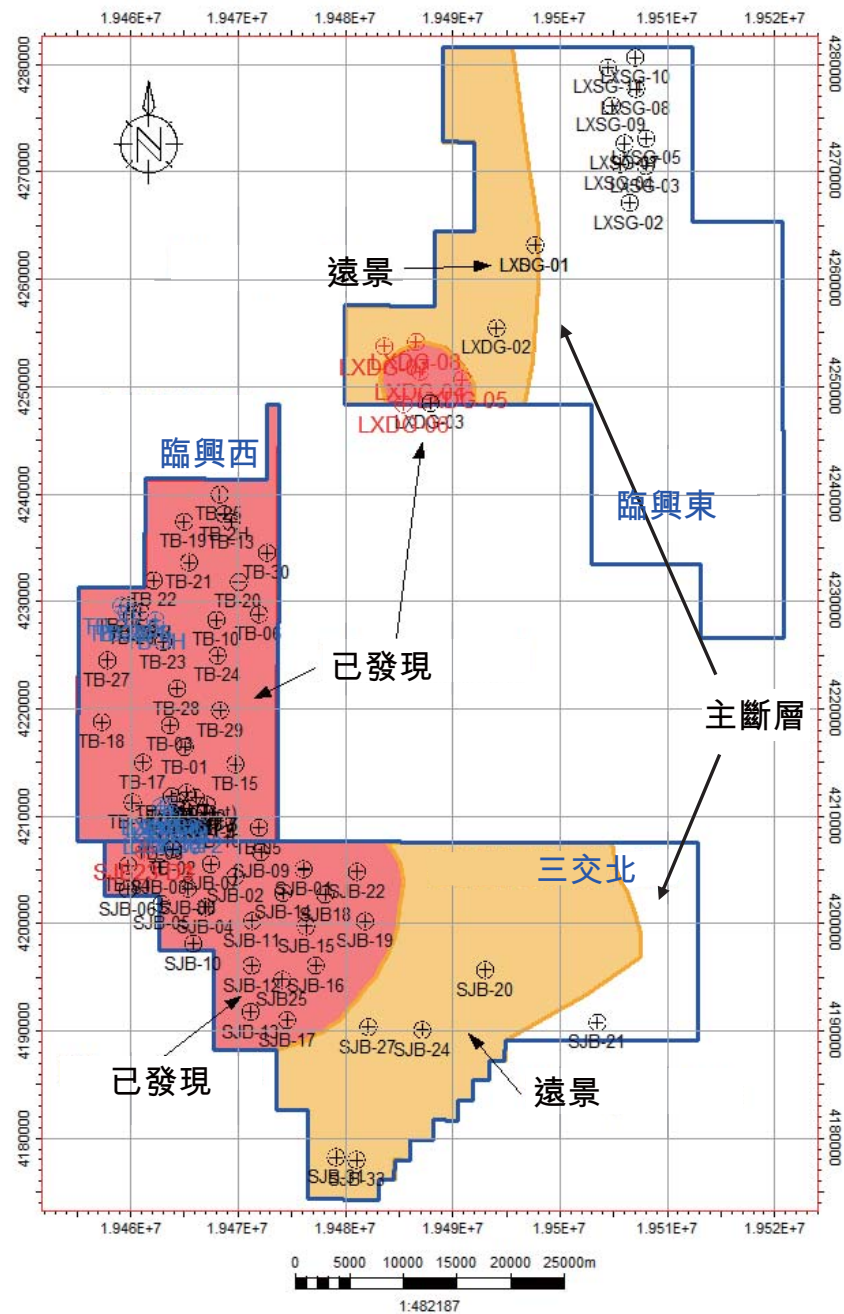


圖 1-1 MIE 產品分成合同在中國的位置



氣藏主斷層西部整個產品分成合同區域似乎含氣。參見圖1-1：

- 交予政府當局勘探清算之後，臨興產品分成合同分為臨興西和臨興東。
- 廣泛的鑽探及鑽井測試證實整個臨興西許可區域及三交北西北許可區域含流動氣體，發現的氣體資源歸類為儲量或或有資源。現有鑽井的2個井距範圍內分類為儲量，其餘區域則分類為或有資源
- 三交北產品分成合同的中央部分分類為需進行鑽井測試以證實有大量潛在可流動氣體的遠景資源
- 三交北產品分成合同的東部在主斷層的另一邊，認定並無資源
- 在臨興東進行的鑽井及鑽井測試有限，因此發現的氣體(儲量及或有資源)僅限於許可區域的一部分。臨興東至主斷層西部的其餘部分含有遠景資源

煤層至主斷層西部被視為太深(地面以下1500至2000米)，因此煤層氣開發在商業上不可行，而相鄰砂岩所含氣體量更大。

至於主斷層以東，層系和煤層較淺，有潛力進行煤層氣商業開發。相鄰的淺砂岩含水或因深度較淺壓力小導致氣體量有限。臨興東的東北已發現煤層氣，正進行試測。所鑽井已在很大程度上進行了排水，但迄今獲得的氣體流量並不經濟。已估計該等淺層煤層氣資源，認定為或有資源。

於二零一四年十一月開始在三交北和臨興西進行氣體試產，氣體售予榆林濟南區域管道。三交北氣站初始生產率達4百萬標準立方英尺／天。臨興氣廠於二零一五年九月開始生產，生產率達7百萬標準立方英尺／天。預期二零一六年該兩間氣廠的產能將增至25百萬標準立方英尺／天。

1.2. 儲量及開發參數

根據產品分成合同的條款，SGE承擔氣體成本及享有氣體利潤。臨興與三交北產品分成合同的條款不同，因此該兩個產品分成合同的資源單獨估算。表1-2總結該兩個產品分成合同的資源總量及MIE享有的資源。

表1-2截至二零一六年一月一日1P及2P儲量概況

氣體資源 (十億立方英尺) 二零一五年	產品分成合同	總量		歸屬MIE	
		1P	2P	1P	2P
儲量	臨興深層	670	1053	225	343
	三交北深層	580	909	152	231
	總計	1250	1962	376	574

與正在進行試測有關的少部分儲量分類為已開發，其餘大部分分類為未開發。於二零一五年十二月三十一日進行資源估算。



臨興及三交北總的1P及2P氣體產量預測顯示於圖1-2及圖1-3。

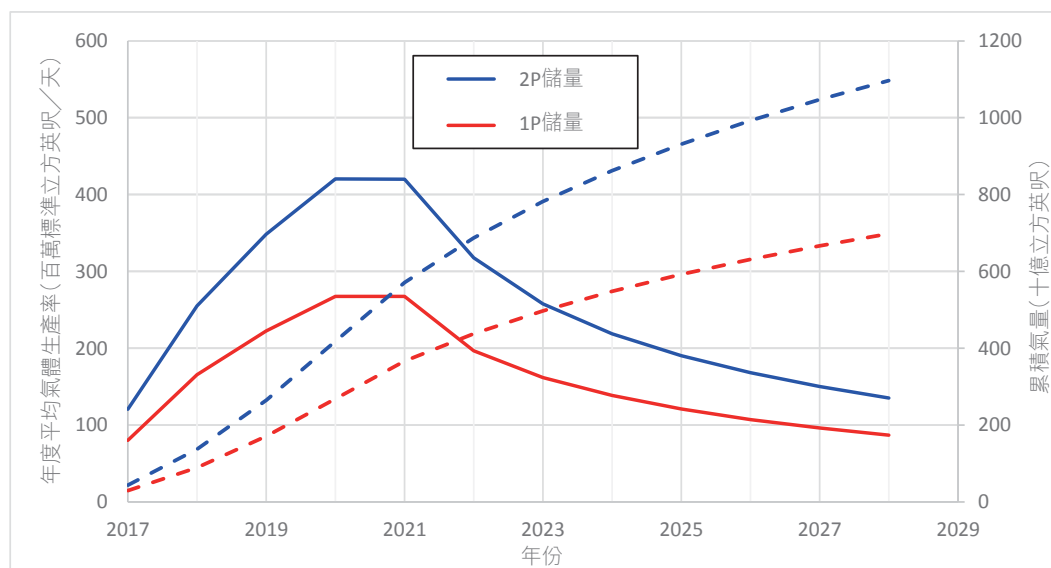


圖1-2臨興產品分成合同1P及2P氣體預測

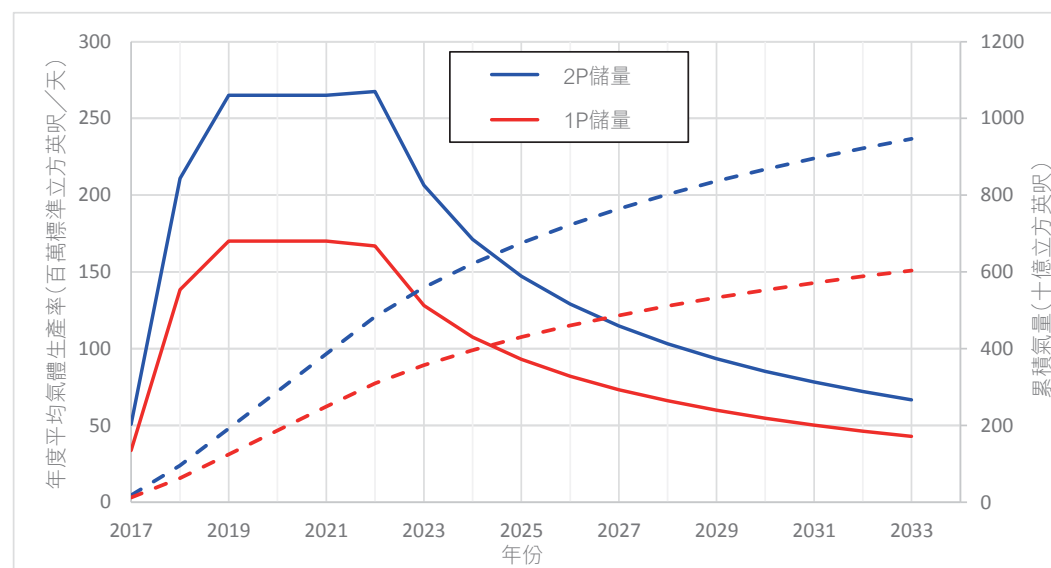


圖1-3三交北產品分成合同1P及2P氣體預測

表1-3列示估計開發鑽井數目及開發臨興與三交北產品分成合同深層氣體儲量的成本。



表 1-3 鑽井數目及開發成本(100%)

參數(整個氣田)		臨興儲量		三交北儲量		總儲量	
		1P	2P	1P	2P	1P	2P
最高氣體生產率	百萬標準立方英尺/天	268	420	170	267	438	688
鑽井數目		523	523	387	387	910	910
鑽井	百萬美元	605	605	473	473	1078	1078
集氣	百萬美元	140	140	103	104	243	244
設施	百萬美元	231	302	174	221	404	523
總資本開支	百萬美元	976	1048	749	797	1725	1845
單位資本開支	元/千標準立方英尺	1.4	1.0	1.2	0.8	1.3	0.90
單位經營開支	元/千標準立方英尺	0.4	0.3	0.4	0.4	0.4	0.3
單位成本	元/千標準立方英尺	1.8	1.3	1.7	1.2	1.8	1.3

- 開發臨興 1P 及 2P 儲量需鑽探 523 個鑽井，開發成本為 976 百萬元至 1048 百萬元
- 開發三交北 1P 及 2P 儲量需鑽探 387 個鑽井，開發成本為 749 百萬元至 797 百萬元

所需鑽井及設施數量與SGE於二零一五年十二月三十一日的项目計劃一致。

MIE承擔的氣體成本與享有的氣體利潤及項目淨現值採用貼現現金流量模式估計，相關的產品分成合同期限及宏觀經濟假設乃RISC的估算。並無計及承包商的其他資產或負債、或有或遠景資源。因此，本報告中的經濟效益僅與臨興及三交北產品分成合同氣體儲量的潛在開發有關。

於二零一六年一月一日進行經濟評估，二零一六年前的開支視為沉沒成本。表1-4列示臨興和三交北儲量的經濟分析。

表 1-4 儲量淨現值(MIE 份額)

項目淨現值10(百萬美元) (MIE 份額)	1P 儲量	2P 儲量
三交北產品分成合同	289	507
臨興產品分成合同	472	830
總計	761	1,337

上述估算並無作出調整以反映資源類別或買賣雙方於涉及該等資產的任何交易中可能考慮的其他因素(例如戰略、政治及安全風險)，因此不應視為公平市值。



1.3. 上行資源

除上文所討論1P及2P儲量外，RISC已估計截至二零一五年十二月三十一日的3P儲量、或有及遠景資源，詳見表1-5臨興產品分成合同上行資源概況。

表1-5 截至二零一五年十二月三十一日臨興產品分成合同上行資源概況

二零一五年氣體資源 (十億立方英尺)	產品分成合同	總計			歸屬MIE		
				可能			可能
儲量	臨興深層			406			123
	三交北深層			355			84
	總計			761			207
		1C	2C	3C	1C	2C	3C
或有資源	臨興深層	1133	1764	2499	367	564	790
	臨興煤層氣	109	273	431	36	88	137
	三交北深層	510	794	1127	126	195	274
	總計	1752	2831	4057	529	847	1201
		低	最佳	高	低	最佳	高
遠景資源	臨興深層	620	982	1382	196	302	419
	三交北深層	1250	1972	2785	298	460	641
	總計	1870	2954	4167	494	762	1060

或有資源根據進一步的評估及開發計劃的成熟屬或有。或有資源成為儲量而將予開發的可能性估計為90%。

遠景資源需進行勘探以確認有大量潛在可流動氣體成為或有資源，然後進行商業評估及開發計劃而成為儲量。臨興及三交北勘探的成功機率估計分別為75%及60%。此外，商業開發的可能性估計為90%。因此臨興及三交北遠景資源總體將予開發的可能性分別為67.5%及54%。



2. 評估基準

2.1. 職權範圍

本合資格人士報告乃根據RISC Operations Pty Ltd (「RISC」)與MI能源控股有限公司(MIE)於二零一六年四月二十九日訂立的委聘函條款編製，以編製符合香港聯交所礦產公司相關上市規則的關於臨興及三交北產品分成合同的合資格人士報告。

2.2. 數據可用性及方法

編製本合資格人士報告時，RISC依賴中澳煤層氣能源有限公司(SGE)所提供資料及RISC¹²代表SGE所編製報告。該等報告呈列我們對儲量及資源的獨立估算、生產及成本預測與使用截至二零一五年十二月底已有數據進行的經濟評估結果。原始氣體量使用概率性方法估算。所有儲量及資源使用確定性方法評估。

SGE已同意，該等數據、評估及報告可用作本合資格人士報告的基準。

2.3. 資格

RISC為獨立油氣諮詢公司。參與該工作的所有RISC僱員均為專業合資格工程師、地質學家或分析師且擁有多年相關經驗，大部分有逾20年經驗。

RISC Operations Pty Ltd僱員Peter Stephenson先生負責編製本報告。Stephenson先生為石油工程師學會會員，持有英國諾丁漢大學化學工程理學學士學位及蘇格蘭赫瑞瓦特大學石油工程工程碩士學位。Stephenson先生為英國化學工程師協會(認可專業機構)信譽良好的會員。彼有逾30年行業經驗，為香港聯合交易所有限公司證券上市規則界定的合資格人士。

Stephenson先生編制本報告時亦獲得Martin Kennedy(岩石物理學)、Stephen Newman(地球科學)及Joe Collins(開發工程師)的支持。

- Kennedy先生持有化學理學學士學位及電氣工程博士學位。彼曾在Schulmberger、British Gas、Enterprise、Petro-Canada、Woodside擔任岩石物理學家及顧問，有逾30年經驗。
- Stephen Newman持有地質學理學學士學位、石油地質學理學碩士學位。彼曾在BP、Woodside、Shell擔任地球學家及顧問，有逾30年經驗。

¹ 中國臨興產品分成合同於二零一五年十二月三十一日的獨立儲量及資源評估

² 中國三交北產品分成合同於二零一五年十二月三十一日的獨立儲量及資源評估



- Joe Collins先生持有油氣工程工程學學士學位、項目管理文憑，是石油工程師學會會員及澳大利亞工程師協會特許會員。彼曾任職Haliburton、Westfarmers Chemicals及RISC，有12年工程師經驗。

RISC於一九九四年成立，向油氣行業相關公司提供獨立意見。目前，公司在珀斯、布里斯班、雅加達及倫敦辦事處有約40名經驗非常豐富的專業僱員。我們為近500名客戶在68個國家完成2000多項工作。我們的服務涵蓋油氣業務週期的整個範圍，包括：

- 油氣資產評估，就債項或股權融資向銀行提供專家建議；
- 勘探／組合管理；
- 油氣田開發研究及經營規劃；
- 儲量評估及認證、同行評審；
- 氣體市場建議；
- 獨立專家／專家證言；
- 戰略及企業規劃。

2.4. 限制

石油資產的評估存在不確定性，原因是涉及對諸多無法精確評估之變數的判斷，包括儲量／資源、未來的油氣產量、該等產量相關生產成本、能否進入產品市場、產品價格及財政／法規變動的可在影響。

RISC的聲明和意見乃真誠作出，相信概無虛假或誤導。雖然已盡力核實資料和解決明顯的不一致，但RISC或其僱員對準確與否概不承擔任何責任(惟依據法律不可排除的任何責任除外)，亦不保證我們的查詢已揭露詳盡檢查可披露的所有事項。尤其是，我們並無獨立核實產權、產權負擔或適用於該等資產的法規。

我們相信，我們的審核和結論屬合理，但不保證我們的結論為準確或可靠。

本合資格人士報告未必完全提及根據香港聯合交易所有限公司證券上市規則附錄25規定合資格人士報告所需內容的若干方面。本合資格人士報告所依據的有關報告並無提及該等方面，MIE認為於編製本合資格人士報告可用時間內擴大工作範圍以提及該等方面並不切實際。例如：

- 尚未進行實地考察。由於目前的現場開發有限，因此RISC認為並無必要實地考察。RISC已查閱現場活動的大量照片，知悉投資者的數次實地考察。
- 雖然並無進行詳細審查，但就RISC所知並無任何重大社會及／或環境問題。



2.5. 獨立性

RISC作出如下披露：

- RISC獨立於MIE，確認與參與工作的任何方概無利益衝突。
- 根據RISC與MIE訂立的委聘條款，RISC將收取以時間計算的費用，概無任何部分費用視乎達成結論、本報告內容或未來使用而定。除該等費用外，RISC並無直接或間接為或就編製本報告收取且不會收取任何金錢或其他利益。
- 參與編製本報告的RISC董事或其任何僱員概無於MIE或本報告所述任何財產擁有任何重大權益。

2.6. 標準

儲量及資源乃根據石油工程師學會理事會(Board of the Society of Petroleum Engineers)於二零零七年批准的石油資源管理體系(PRMS)所載儲量、或有資源及遠景資源的定義與指引報告。

2.7. 彌償

對於RISC因第三方(包括客戶的聯繫人、代理或僱員)就RISC根據本文件所載條款向客戶所提供所有或任何服務而提起任何申索產生的所有或任何申索、損失、費用、開支、訴訟、追索、判決、命令、普通法或衡平法責任(包括但不限於任何申索、間接損害賠償或任何其他法律程序)，MIE同意解除、免除RISC責任及彌償RISC。

2.8. 同意

未經RISC事先同意，本報告全部或任何部分內容或其任何提述概不得載於或附於任何招股章程、文件、通函、決議、函件或聲明。



3. 地區資料及分析

3.1. 地區石油史

臨興及三交北產品分成合同位於鄂爾多斯盆地東部邊緣。該盆地為中國第二大含油盆地，報告總計發現P50原始石油儲量80億桶及發現P50原始天然氣儲量50萬億立方英尺。

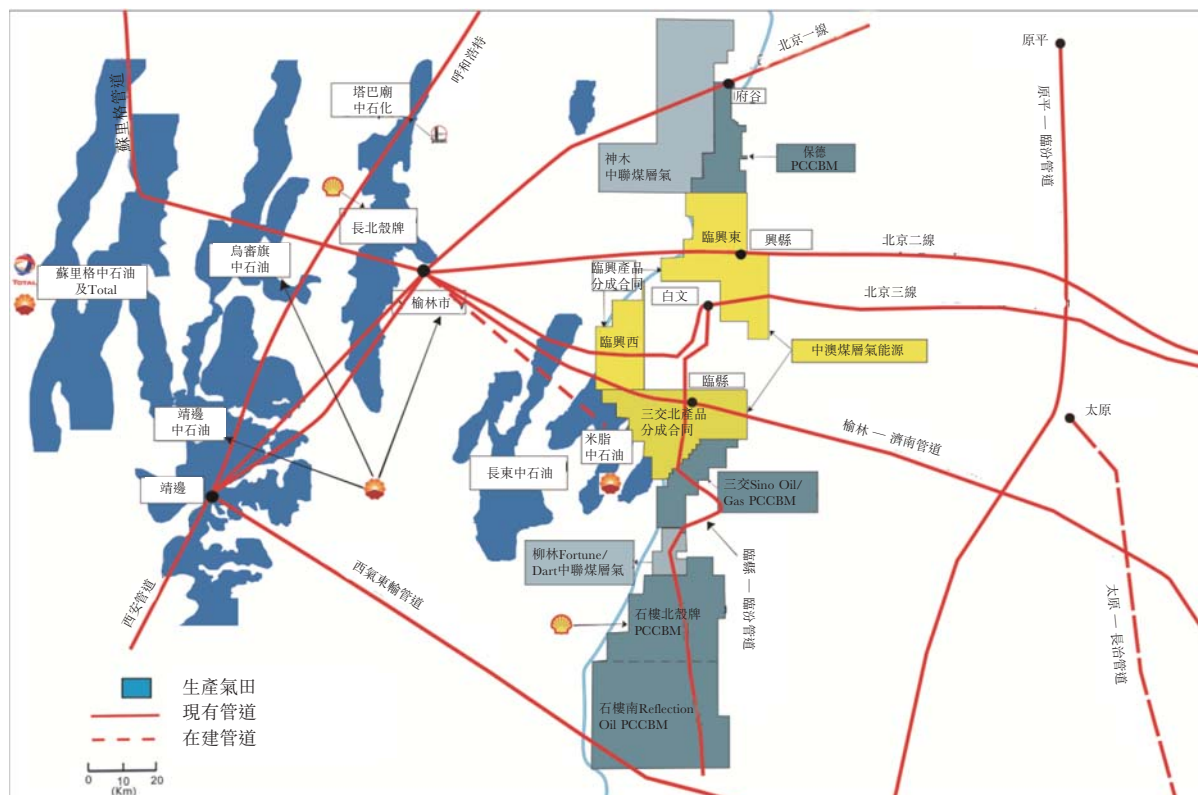


圖3-1 鄂爾多斯盆地氣田及管道

鄂爾多斯盆地為占地250,000平方公里的克拉通盆地，有高達10,000米的古生代及中生代沉積。靖邊、烏審旗、長北、塔巴廟、蘇里格、長東及米脂氣田至西部正在生產及進一步開發中。該等氣田大致位於一個延伸至三交北產品分成合同的平緩單斜地區。該等氣田被認為是岩性圈閉³，儲層性質為砂體存在氣體。因此該資源區域不限於傳統的構造高地，而是遍及整個區域。

三交北／臨興氣藏為米脂氣藏(原稱佳縣)的上傾延伸，報告探明儲量0.5萬億立方英尺。米脂氣藏將從二疊紀及石炭紀He8以及山西及太原氣藏生產氣體，在臨興及三交北區塊中這些儲層亦含氣。米脂許可區域位於三交北正西。

³ Yongtai Yang et al 2005 鄂爾多斯盆地含油氣系統的構造及地層控制：位於中國中部的多週期克拉通盆地；《AAPG Bulletin》；二零零五年二月；v.89；no.2



中國石油天然氣集團公司(中國石油)於二零零五年開始開發米脂氣田，並於二零零七年宣佈首次商業天然氣天然氣生產。

相關開發已獲批准，目前正在進行的是南蘇里格氣田，為該盆地內的第四大天然氣開發區域，由中國石油與Total合夥運營。超過1000個井將於石盒子及He8層系的兩個或三個儲層中鑽探、水力壓裂及完成。該等層系在SGE面積含氣。

天然氣乃根據臨興產品分成合同於二零零六年鑽探的TB-01井發現。

3.2. 區域地質

天然氣資源位於在石炭紀及二疊紀岩石發現的大量煤層之間或上覆的多個砂岩夾層，深度介乎1300至2200米。就該深度而言，煤炭的滲透率太低而難以生產，天然氣乃透過鄰近含氣砂岩儲層生產。

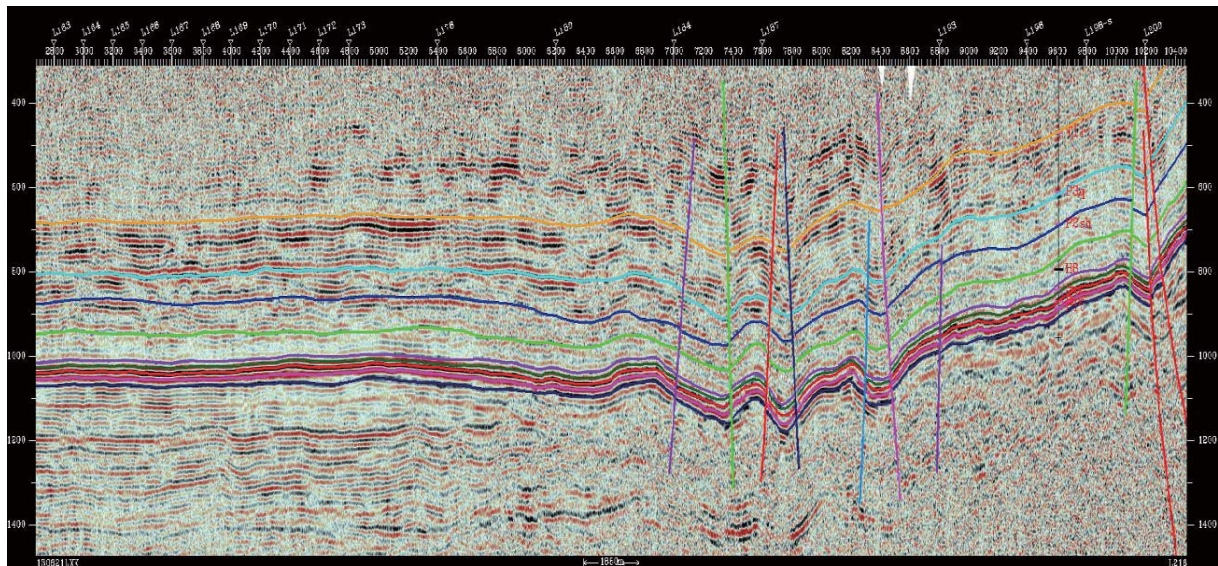


圖3-2 SGE地震解釋—測線221

SGE He8面構造圖列示於圖3-3。其顯示了兩種構造區域；一種構造簡單的西部地區及在三交北許可地區東南部的一種更複雜的褶皺區域。

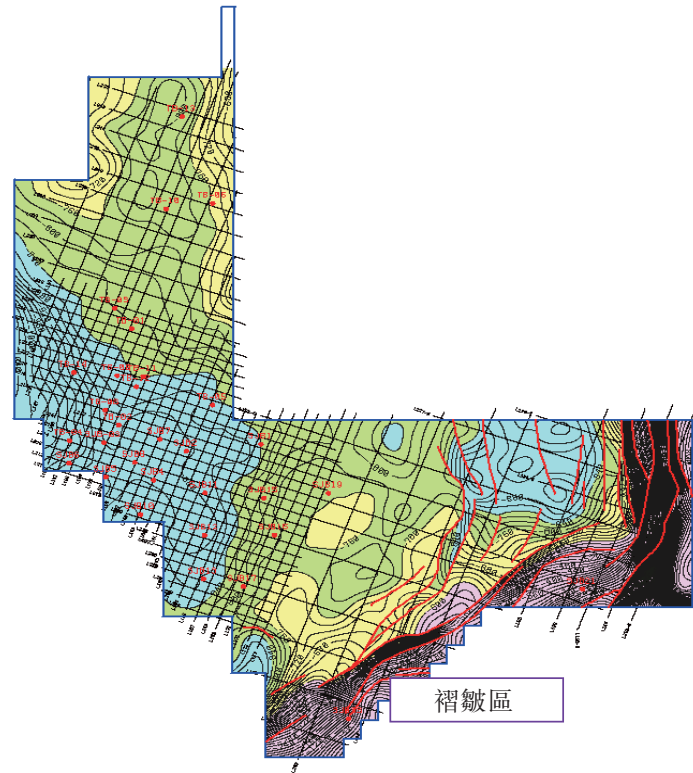


圖3-3 SGE He8構造圖

RISC支持這種模式，並認為東部褶皺區為離石沖衝斷帶向東撞擊的結果(圖3-4)。請注意，此測線被大幅壓縮，斷層的角度較淺。

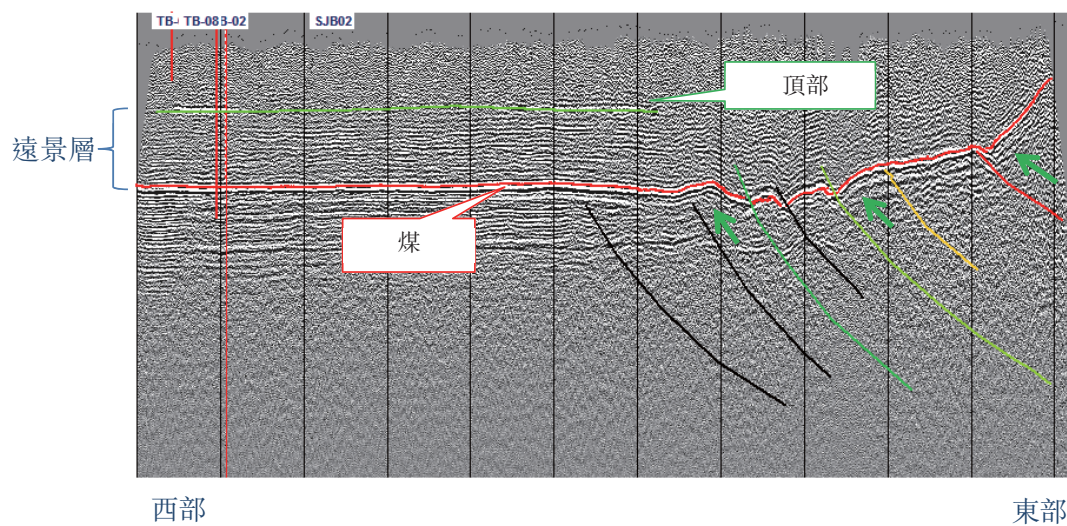


圖3-4測線SJB2011_216顯示推覆



地層剖面								
時代	系	世	組	共生組	代碼	相	岩性	電纜測井
古生代	二疊系	上	SQF	Q1	P ₃ q ₁	河漫灘		
				Q2	P ₃ q ₂			
				Q3	P ₃ q ₃			
				Q4	P ₃ q ₄			
				Q5	P ₃ q ₅			
		中	上石盒子	He1	P ₂ sh ₁	湖沉積		
				He2	P ₂ sh ₂			
				He3	P ₂ sh ₃			
				He4	P ₂ sh ₄			
		下	下石盒子	He5	P ₂ x ₅	三角洲沉積		
				He6	P ₂ x ₆			
				He7	P ₂ x ₇			
				He8	P ₂ x ₈			
			山西	Shan1	P ₁ s ₁	三角洲沉積		
				Shan2	P ₁ s ₂			
	石炭系	上	太原	Tai1	C ₃ t ₁	三角洲沉積		
				Tai2	C ₃ t ₂			
		中	本溪		C ₂ b	障壁島瀉湖沉積		
	奧陶系	中	馬家溝		O ₁ m			

圖3-5 SGE鄂爾多斯盆地許可地區地層情況

3.3. 試井結果

此次審閱可獲得在三交北及臨興SGE89口井不同儲層段109號試井的資料。下表概述測試的層系、流量、井底及油管頭壓力(井底壓力及油管壓力)。



表3-1 試井概況

井	層系	測試	儲層米測量深度		氣流量		井底壓力		油管壓力	
			從	到	立方米／天	千標準立方英尺／天	兆帕	psia	兆帕	psig
TB-01-LX	SQF, He8, 太原	壓裂後	1390	1973	5,000	177			0.1	15
TB-02-SJB	山西1+山西2	壓裂前	2130	2135	無流量					
	山西1+山西2	壓裂後	2130	2135	6,500	230			1.38	200
	上層+下層石盒子	壓裂前	1883	1888	145	5			0.02	3
	上層+下層石盒子	壓裂後	1883	1888	4,800	170			1.38	200
TB-03-LX	SQF 4	壓裂前	1592	1595	7,500	265			3.50	508
	太原／本溪	壓裂後	2071	2088.5	產水				0.6	87
TB-04-SJB	SQF 3	壓裂後	1526	1531	15,800	588			1.6	232
	SQF 4	壓裂前	1611.5	1613.5	3,262	115	3.42	496	0.32	46
	SQF 4	壓裂後	1611.5	1613.5	8,000	283			5.04	731
TB-05-LX	上層+下層石盒子	壓裂後	1924.7	1931.5	4,800	170	13	1885	8.79	1275
TB-06-LX	SQF 3	壓裂前	1417.8	1423.2	28,300	1,000	排水		1.4	200
TB-07-LX	SQF 4	壓裂前	1620	1623	52,785	1,864	5.81	842	4.24	615
TB-08-LX	上層+下層石盒子	壓裂前	1866.5	1875	燃燒氣體但15分鐘後熄滅					
	SQF 4	壓裂前	1596.5	1605	燃燒氣體但20分鐘後熄滅					
	SQF 4	壓裂後	1596.5	1605	20,000	706			2.0	290
	太原／本溪	壓裂後	2076	2078	5,000	177			1.4	200
TB-09-LX	SQF 4	壓裂前	1595.5	1598.5	25,000	883			3.0	435
SJB-03	SQF 4及SQF 5	壓裂前	1575.5	1578	8,184	289			0.8	116
SJB-01	He8	壓裂後	1806	1811	4,230	149	2.40	347	1.1	160
二零一三年測試：										
SJB-02	山西	壓裂後	2038	2040	646	23	減少60%		3.4	493
SJB-03	山西		1989.4	1993.2	3,088	109	1.26	182	0.50	73
SJB-04	太原	壓裂後	2051	2056	2,704	95	2.12	307	0.26	38
SJB-05	山西	壓裂後	1911	1914	3,035	107	4.63		0.8	116
SJB-06	山西	壓裂後	1905	1909	2,874	101	2.97	431	0.55	80
	SQF, 石盒子, He8	壓裂後	1425	1829	15,361	542			6	870
SJB-07	太原／本溪	壓裂後	2163	2167	3,557	126	4.44	644	1.3	189
SJB-10	山西	壓裂後	1742	1757	1,055	37	1.96	285	0.75	109
SJB-11	石盒子		1800	1839	175	6	0.38	55	0	0
SJB-12	石盒子		1967	1971	260	9	4.90	711	2.9	421
SJB-13	山西	壓裂後	1859	1875	635	22	3.20	464	0.6	87
SJB-15	山西	壓裂前	1882	1908	385	14	8.20	1189	0.7	102
SJB-16	石盒子	壓裂後	1815	1823	25,619	905	6.10	885	4.4	638
SJB-17	石盒子	壓裂後	1684	1752	6,947	245	2.43	352	1.3	189
SJB-19	He8		1746	1749	7,540	266			3.8	551
TB-11 LX	山西	壓裂前	1934	1939	2,500	88				
	山西	壓裂後	1934	1939	19,058	673	6.62	960	5	725
	He6, 8, 山西	壓裂後	1730	1854	14,638	517			2.5	363
TB-13 LX	太原	壓裂後	1982	2001	16,018	566	7.73	1121		



二零一四年測試：										
SJB-03	He8	壓裂後	1847	1851	4,150	147	3.40	493	2	290
SJB15	He8	壓裂後	1692	1723	12,000	424	4.48	650	4	580
SJB19	He6	壓裂後	1626	1699	7,104	251	4.63	672	3.69	535
SJB25	He8	壓裂後	1742	1799	5,215	184	4.67	678	3	435
TB-10	He7	壓裂後	1659	1662	4,684	165	3.72	539	1.14	165
TB-15	山西-2	壓裂後	1986	1990	5,425	192	5.57	809	1.8	261
TB-16	He7	壓裂後	1742	1746	6,351	224	3.70	537	1.2	174
TB-17	He6	壓裂後	1753	1758	9,194	325	4.97	721	2.9	421
TB-18	SQF Q3	壓裂後	1544	1558	8,350	295	2.62	380	2.1	305
TB-21	山西-2	壓裂後	1863	1867	5,241	185	3.42	496	1.28	186
TB-26	本溪	僅射孔	2061	2065	34,391	1215	14.88	2159	12	1740
TB-12	He7	壓裂後	1535	1768	20,706	731	6.37	925	5.6	812
TB-1H	山西-1	壓裂後	2320	3440	141,000	4979	17.93	2601	13.993	2029
TB-2H	山西	壓裂後	1938	1945	105,517	3726			10.4	1508
TB-23	太原	壓裂後	1934	1938	57,348	2025	10.72	1555	8.78	1273
SJB02	下層石盒子	壓裂後	1788	1920	3,510	124	0.87	126	0.3	44
SJB10	He8	壓裂後	1595	1674	5,915	209	6.41	929	4.8	696
SJB18	下層石盒子	壓裂後	1921	1929	4,751	168	8.57	1243	3.6	522
SJB18	He8	壓裂後	1798	1802	13,474	476	6.29	912	4.4	638
SJB22	下層石盒子	壓裂後	1874	1979	13,184	466	11.57	1678	9.7	1407
SJB9	He8	壓裂後	1869	1890	11,595	409	5.66	821	5.1	740
TB-19	太原/本溪	壓裂後	1997	2045	15,075	532			2	290
TB-20	山西-2	壓裂後	2066	2073	流量太低，無法計量					
TB-27	山西-2，太原	壓裂後	2110	2192	17,441	616	6.41	929	3.5	508
TB-22	本溪	壓裂前	2047	2066	2,177	77	2.94	427	1.3	189
	本溪	壓裂後	2047	2066	少量不穩定流量					
TB-24	太原	壓裂後	1998	2001	1,044	37	4.74	687	0.65	94
TB-30	山西-1&2 + He8	壓裂後	1848	1922	流量太低，無法計量					
LXW1-1	下層石盒子+山西-1	壓裂後	1895	2018	9,633	340			0.6	87
LXW1-3	SQF + 山西-1	壓裂後	1734	1933	26,621	940			3.5	508
LXW1-5	下層石盒子+山西-1	壓裂後	1557	2111	8,850	313			2.6	377
LXW1-7	下層石盒子+山西-1	壓裂後	1662	1977	23,914	845			3	435
LXW1-9	下層石盒子+山西-1	壓裂後	1918	2085	20,446	722			2.2	319
LXW3-01	SQF + 下層石盒子	壓裂後	1459	1824	28,842	1019			3.9	566
LXW3-5	SQF + 山西-1	壓裂後	1681.3	2144.4	61,267	2164			7.7	1117
LXW3-7	下層石盒子+山西-1	壓裂後	1813.4	1974	37,846	1337			5.5	798
LXW5-5	下層石盒子+山西-1	壓裂後	2090.8	2296.5	38,053	1344			5.5	798
LXW5-7	SQF + 山西-1	壓裂後	1628.8	2071.5	17,523	619			2.77	402
二零一五年測試：										
LXDG-03	上層山西	壓裂後	1741	1728.5	302	11	6.47	938	0.3	44
	石盒子(He7)	壓裂後	1582.5	1557.5	7,449	263	2.80	406	1.5	218
LXDG-04	石盒子(He7)	壓裂後	1671.5	1669.5	17,252	609	2.96	429	1.2	174
LXW3-2	下層山西	壓裂後	2043	2037.8	30,000	1059			8.5	1233
	上層山西	壓裂後	1991.2	1987.2						
	He8	壓裂後	1973.2	1967.2						
	SQF Q4	壓裂後	1529.4	1524.4						
TB-06	本溪	壓裂後	1957.5	1952.5	14,373	508	4.33	628	1.7	247
TB-25	太原	壓裂後	1941.5	1937.5	6,779	239	6.22	902	3.8	551
	太原+下層山西	壓裂後	1942	1878	22,742	803	7.13	1033	4.5	653



TB-26-2	本溪	壓裂後	2028.5	2025.5	2,243	79	5.01	727	0.8	116
TB-27	石盒子He6	壓裂後	1870	1864	10,526	372	3.78	549	1.3	189
	SQF Q3		1631.5	1627.5	43,179	1525	4.51	654	3.7	537
TB-28	上層山西&下層石盒子	壓裂後	2097	1974	555	20	5.61	814	0.1	15
		壓裂後	1669	1666	16,383	579	2.25	327	1.3	189
TB-26-3	本溪，下層&上層山西	壓裂後	2184	1991	1,282	45	6.00	870	0.6	87
TB-20	太原	壓裂後	2196	2194	17,549	620	6.10	884	1.1	160
LXW5-2	Q5，下層石盒子，下層山西	壓裂前	2014	1632	7,099	251			1	145
LXW5-4	本溪，He7	壓裂前	2098	1807	7,559	267			0.9	131
SJB23-D1	本溪	壓裂前	2228.5	2224.5	32,147	1135	4.46	647	3	435
LXDG-05	SQF Q5	壓裂後	1442	1445	5,129	181	3.66	531	1.1	160
LXDG-02	上層山西	壓裂後	1790	1793	100	4	10.67	1547	0	0
LXDG-04	SQF Q5	壓裂後	1396	1420	61,536	2173	5.31	770	5.2	754
TB-26-1	本溪，下層山西，He8	壓裂前	1810	2028	35,853	1266	3.25	471	2.8	406
TB-26-4	本溪	壓裂前	2148	2152	45,103	1593	3.62	525	3.1	450
TB-26-5	SQF Q5	壓裂前	1623	1626	4,035	142	3.97	576	2.7	392
TB-26-6	太原	壓裂前	2138.4	2141.6	8,138	287			3.1	450
TB-06	石盒子He6，He7	壓裂後	1649.4	1689.5	12,000	424	3.30	479	1.6	232
LXW3-4	Q5，下層石盒子，下層山西	壓裂後	1642	2101	30,000	1059			4.4	638
TB-26-2	石盒子He8	壓裂後	1809	1818	1,750	62	2.14	311	0.7	102
87	107				103	或96%	有持續流量			

二零一五年若干新試井流量超過1百萬標準立方英尺／日：

- 在未進行水力壓裂的情況下，本溪層系的TB-26-4及SJB23—D1流量為1.6及1.1百萬標準立方英尺／日
- 在未進行水力壓裂的情況下，混合測試中TB-26-1的流量為1.3百萬標準立方英尺／日
- 臨興東的LXDG-04於壓裂後來自石千峰Q5的流量為2.2百萬標準立方英尺／日
- TB-27來自石千峰Q5層系的流量為1.5百萬標準立方英尺／日

SGE已於臨興西部成功鑽探及測試兩個水平井TB-1H及TB-2H。高試井量令人鼓舞，SGE計劃鑽探水平井，其有助於補充開發。

3.3.1. 試井結果分析

兩口井已產水。TB-03-LX的太原／本溪層系被詮釋為測試時具有較低的含氣飽和度及產水。TB-06-LX的石千峰層系在水淹前3小時以高估計氣率生產。該井水泥固井較差，懷疑其他儲層發現的水壓井。SGE於TB-06附近鑽探TB-10，TB-10的測井記錄已確定五個層系的天然氣厚度。TB-10成功測試石盒子He8層系。

單個儲層達到的試井流量介乎0至141,000立方米／天(5.0百萬標準立方英尺／天)。圖3-6顯示了單個儲層(壓裂前測試被排除在外，由壓裂後測試後取代)試井率的分佈。

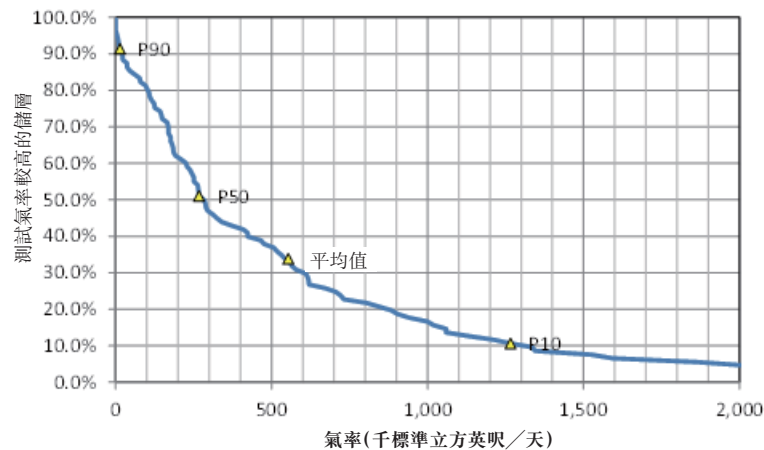


圖3-6 儲層試井量分佈

- 4%的測試阻流、停流或流水
- 二零一五年測試並未顯著改變試井統計數據
- 50%的測試流量超過8,000立方米/天(267千標準立方英尺/天)
- 16%測試流量超過28,300立方米/天(1,000千標準立方英尺/天)

水力壓裂已在80%的試井儲層進行，儘管：

- 具有最高氣率之一的一個試井並無壓裂；TB-07-LX的石千峰層系為53,000立方米/天(1.9百萬標準立方英尺/天)。
- TB-11在水力壓裂後試氣量比壓裂前增加8倍。儲層部分需進行水力壓裂方會流通。

已透過33%試井的壓力積聚分析估計滲透率及表皮因素。各層系估計的滲透率平均值及範圍如下所示：
表3-2 平均試井量及滲透率

表3-2 平均試井量及滲透率

層系	平均試井量		試井滲透率(毫達西)		
	立方米/天	千標準立方英尺/天	最小值	平均值	最大值
石千峰	21,096	745	0.445	6.74	42.10
石盒子	10,979	388	0.012	0.11	0.49
山西	13,759	486	0.002	0.04	0.10
太原	8,111	286	0.022	0.17	0.57
總計	14,431	510	0.002	1.60	42.10

- 試井滲透率與試井每米厚度的流量之間具有良好的相關性。
- 石千峰的平均滲透率受一個數值42毫達西的影響；排除這個數值減低平均值至0.8毫達西。然而，所有的石千峰試井(包括沒有滲透率估計的試井)的平均流量維持於6.74毫達西的平均值。



- 石千峰為產出最高的層系，所有測試均有成功流量，平均流量為23,000立方米／天(810千標準立方英尺／天)。然而，產量會變動，TB-08-LX的儲層需要進行水力壓裂，以實現流量的可持續性。

於半穩定狀態下，支持開發的最小經濟井流量估計為3100立方米／天(110千標準立方英尺／天)，這相當於在200 psia 油管壓力的情況下，經過2週6200至7600立方米／天(220至270千標準立方英尺／天)的流量後的瞬態流量。個別儲層通常的平均試井流量大於此平均試井流量，且開發井將於多個儲層完成。

試井儲層一般包括孔隙率超過8.5%的剖面。因此無法確定較低孔隙率的儲層是否將會流動以及其對產量的貢獻量。RISC採用5%、7%及9%的孔隙率界限值來估計可生產的原始天然氣儲量的高、中及低百分比。4%孔隙率界限值被用於估算原始天然氣儲量總額，這為經營者在鄂爾多斯盆地的層系所用的一般界限值。

RISC已使用表3-2中的平均滲透率及孔隙率界限值為7%的有效厚度來模擬出不同層系已完成的井平均表現。

圖 3-7 試井位置

二零一五年試井已確認於先前的遠景臨興東地區存在商業氣流：

- He7層系的LXDG-03井流量為263千標準立方英尺／天(井口壓力(WHP)為218 psig)。上山西組的流量亦為11千標準立方英尺／天
- He7層系的LXDG-04井流量為609千標準立方英尺／天(井口壓力(WHP)為174 psig)。石千峰的流量亦為1,173千標準立方英尺／天，井口壓力較高(754 psig)
- 石千峰層系的LXDG-05井流量為181千標準立方英尺／天(井口壓力(WHP)為160 psig)。



- 儘管尚未測試，但LXDG-06及08井鄰近LXDG-03、04及05，測井記錄顯示存在含氣層。
- LXDG-02井於二零一五年測試，但流量較少，錄得的流量為4千標準立方英尺／天。LXDG-01先前的測試產生少量天然氣及水。LXDG01接近或位於斷層上。因此，LXDG-01及02依然為遠景資源區。

隨著獲得更多的井及試井數據，RISC將LXDG-03、4、5、6及8周邊的臨興東地區分類為發現有儲量或有資源。

三交北中部地區仍為遠景資源區，因為從測井解釋估計的含氣飽和度尚不確定，且試井尚未顯示存在商業氣流。

3.4. 儲層壓力及天然氣性質

試井數據為最準確的資料來源，並已用於估計儲層壓力及溫度數據。壓裂壓降測試估計的儲層壓力亦會考慮。電纜壓力測量尚未作嘗試，因為儲層滲透率一般太低，難以成功測量。壓力數據來自有限數目的試井，因此其不確定性高於一般情況。

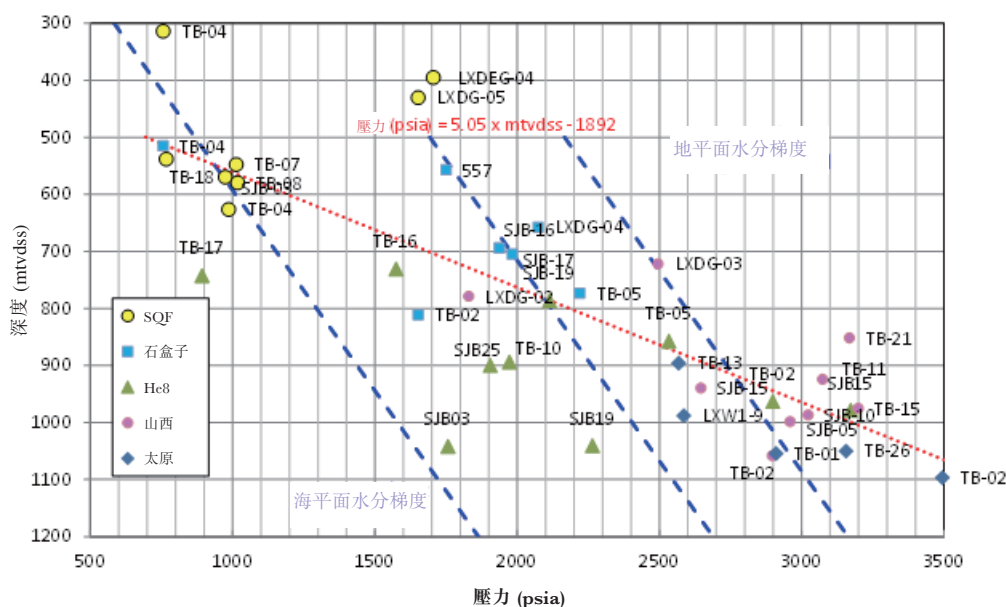


圖3-8試井的儲層壓力數據

太原儲層壓力約為20兆帕(2750 psia)。然而，較淺的石千峰儲層壓力則明顯較低，約為7兆帕(1000 psia)。石盒子試井顯示存在所測定的中間壓力範圍。



地面海拔約為海平面以上1010米，儲層壓力數據介乎地平面正常水壓梯度及海平面水壓梯度之間。

倘透過所有的壓力數據繪製測線(紅色虛線)，梯度(5.05 psi/米)大於水分梯度，因此屬錯誤。因此，較淺及較深地層系必須為具有不同壓力的單獨液壓單位。所有五個儲層可能處於不同的液壓單位，較深儲層的壓力少於較淺儲層。欠壓力儲層不常見，但通常與抬升盆地的低滲透率、充氣儲層有關，例如本項目。

山西層系壓力數據表明，山西層系與太原層系處於相同的壓力狀態。因此，地平面正常壓力梯度(1.42 psi/米)已被用於估計太原至山西及奧陶紀的壓力。

近海平面的正常壓力梯度(1.42 psi/米)已被用於估計石千峰的壓力，中間深度的正常壓力梯度(1.42 psi/米)已被用於估計石盒子(包括He8)的壓力。

該壓力模型指較淺層系欠壓力不斷增加的一系列液壓模型。該模型可由石千峰較深層系出露地平面1000米及較淺層系出露接近海平面的低海拔導致。

臨興東(LXEDG-04及LXEDG-05)深氣井兩個石千峰壓力點表明，臨興東石千峰壓力可能高於臨興西及三交北。該兩個壓力更接近山西組壓力線。然而，壓力數據存在重大不確定性，這個兩點可能不具有代表性。因此，如同於其他許可證區域一樣，RISC已就臨興東石千峰使用相同的壓力梯度。倘額外數據支持臨興東有不同模型，這將於未來審查時更新，並增加於臨興東石千峰預計的原始天然氣儲量。

天然氣主要成分為甲烷(88–98摩爾%)，比重為0.57–0.63，不含相關冷凝物。其二氧化碳及氮含量較低，不含硫化氫，熱值為1.1 PJ/十億立方英尺。樣品組成變化較小，並不大幅改變天然氣的性質。來自TB-05 He8的樣品組成代表平均組成樣品，已被用於估算代表流體性質。

天然氣膨脹係數(+/-20%)已根據儲層壓力、溫度及氣體組成進行估計。



表3-3 儲層壓力、溫度及天然氣膨脹係數

儲層	平均深度		壓力		溫度 (攝氏度C)	天然氣膨脹 係數 v/v
	mtvdss	mbrt	Mpa.a	psia		
石千峰1	314	1324	4.16	604	46	40
石千峰2	371	1381	4.72	685	46	46
石千峰3	429	1439	5.29	767	47	52
石千峰4	475	1485	5.74	833	48	57
石千峰5	512	1522	6.10	885	48	61
上層+下層石盒子	651	1661	13.15	1907	51	142
He8	810	1820	14.71	2134	53	157
山西1+2	898	1908	18.81	2728	54	199
太原	953	1963	19.35	2807	55	203

根據試井數據，儲層溫度估計為53攝氏度，深度為840 mtvdss，梯度為0.0147攝氏度／米。

3.5. 儲層屬性

每個層系及每口井的儲層資產已根據測井記錄作出估計。所有井結果的平均值及標準偏差已用於估計全油氣田的屬性範圍。

RISC已審查許可證區域的岩石物理結果，以確定儲層屬性是否存在任何方向性趨勢。我們認為，儘管井之間存在巨大差異，但是臨興及三交北許可證區域屬性並無明顯趨勢也並無顯著差異。因此，我們使用所有井的結果量化各區域儲層屬性的範圍。這為各層系提供較大的單一統計數據庫。

倘分析不計及飽和度，遠景區域的孔體積分佈亦與其他區域一致。因此，遠景區域的屬性僅使用下述飽和度區分。

3.5.1. 岩石物理法

RISC已使用標準的岩石物理法詮釋所有SGE測井。我們已使用下列界限值界定有效厚度。

表3-4 使用的岩石物理界限值

	孔隙率	泥質含量	含水飽和度
有效厚度	>4%	<30%	<80%
儲層厚度	>4%	<30%	並無應用界限值

測井孔隙率(PHIT)已與岩芯孔隙度比較，圖3-9顯示相關性良好。

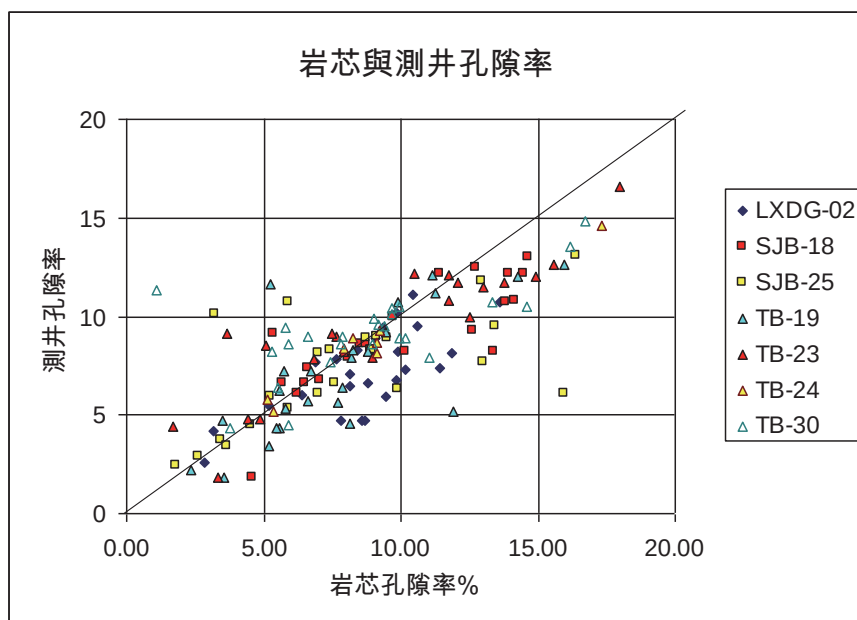


圖3-9 測井與岩芯孔隙率比較

倘可獲得連續的岩芯，這使得深度與測井匹配，並顯示出良好的相關性。然而，大量的岩芯數據來自井壁岩芯的單點，不可能與深度匹配。若干單點的匹配性差估計是由於深度誤差導致測井孔隙率來自的深度與岩芯孔隙率稍有不同。總體而言，測井與岩芯孔隙率的相關性屬合理。

使用 Archie 的方程式估計飽和度，其中 $m = n = 2$ 及 Picket 繪圖定義的不同水電阻率／鹽度。

各儲層段的有效厚度及儲層厚度會計算總和及平均值。此外，亦會使用 5%、7% 及 9% 的孔隙率界限值進行計算，以便估計可生產或可開發原始天然氣儲量的比例。

3.5.2. 氣層厚度

根據測井記錄估計的含水飽和度在低滲透砂岩中存在重大不確定性。由於孔隙率及滲透率低，50% 至 60% 及以上的含水飽和度亦非罕見。

早期的井(二零一三年前)被詮釋為主要含有天然氣。若干後續井顯示存在若干含水儲層，可能需要飽和度界限值，特別是在遠景區域。因此，煙淨毛比參數被用於氣體儲層孔體積比例的建模。這包括若干儲層可能不含有天然氣的風險及不確定性。



三交北中心井數據的岩石物理詮釋顯示含水飽和度較高，其中部分測井的含水飽和度超過80%。因此，RISC現時使用基於80%含水飽和度界限值的煙淨毛比，以說明潛在含水儲層。單獨的煙淨毛比值已作計算並應用於已發現及遠景區域。

3.5.3. 按井劃分的儲層屬性

RISC已解釋測井結果並就本報告編製岩石物理數據。

在RISC計算原始天然氣儲量時，上層及下層石盒子儲層會進行合併。同樣，山西1與山西2以及太原與本溪亦會進行合併。石千峰至太原／本溪資產的岩石物理平均值載於表3-5。於容積計算中，RISC將加權平均孔隙率用於單一層系。所載列的孔隙率標準偏差已使用接近平均值的標準偏差加1個孔隙度單位計算，以在測井詮釋中說明可能系統誤差。

如先前於第3.5.2節中所討論，RISC採用了煙淨毛比變量。該變量已作計算並應用於合適的已發現及遠景區域。

表3-5 平均層系屬性

	淨儲層厚度		儲層孔隙度		含水飽和度	
	米	標準偏差	%	標準偏差	%	標準偏差
石千峰(總計)	45.3	2.02	7.68	0.12	54.3	0.89
上層+下層石盒子	27.6	1.53	8.05	0.12	49.1	1.02
He8	3.2	0.36	7.31	0.27	39.2	1.85
山西1+2	9.7	0.85	8.40	0.23	38.0	1.46
太原+本溪	9.0	0.81	7.88	0.21	41.4	1.77

	已發現煙淨毛比		遠景煙淨毛比	
	%	標準偏差	%	標準偏差
石千峰(總計)	48.7	3.55	35.3	3.55
上層+下層石盒子	60.6	2.91	33.9	2.91
He8	84.5	3.74	29.2	3.74
山西1+2	84.3	1.87	51.5	1.87
太原+本溪	50.7	3.45	65.2	3.45

RISC已將平均孔隙度及含水飽和度的統計標準偏差擴大1個孔隙度單位及10個飽和度單位以計及可能的解釋偏倚。

此外，RISC已估計及運用石千峰次級單位(SQF 1至5)層系的岩石物理平均屬性。相關概述如表3-6所示。



表3-6 石千峰次級單位(SQF 1至5)層系屬性

	淨儲層厚度		儲層孔隙度		含水飽和度	
	米	標準偏差	%	標準偏差	%	標準偏差
SQF 1	5.5	0.54	6.37	0.14	59.9	1.74
SQF 2	15.8	0.96	7.16	0.15	55.0	1.13
SQF 3	8.9	0.75	7.69	0.19	58.3	1.24
SQF 4	10.7	0.53	8.87	0.18	51.3	1.11
SQF 5	4.4	0.48	8.27	0.25	51.5	1.57

	已發現烴淨毛比		遠景烴淨毛比	
	%	標準偏差	%	標準偏差
SQF 1	34.9	4.77	32.5	4.77
SQF 2	46.9	4.10	37.2	4.10
SQF 3	44.0	4.07	24.3	4.07
SQF 4	58.5	3.60	41.6	3.60
SQF 5	48.5	4.41	25.8	4.41

平均儲層屬性易受採用的孔隙度界限值影響。已採用4%的孔隙度界限值以估計總原始天然氣儲量。然而，並不清楚是否低孔隙度儲層都將有助於流動。因此，RISC採用5%、7%及9%的孔隙度界限值以估計可產出的原始天然氣儲量的高、中及低百分比。

孔隙度界限值從4%提高至7%，會將所有儲層的總產出厚度降低58%。就原始天然氣儲量而言，減少並不嚴重，因為平均孔隙度大於較高的孔隙度界限值。孔隙度界限值從4%提高至7%，會將平均產出原始天然氣儲量降低17%。

圖3-10顯示按相似層系劃分、採用不同孔隙度界限值的原始天然氣儲量分佈。

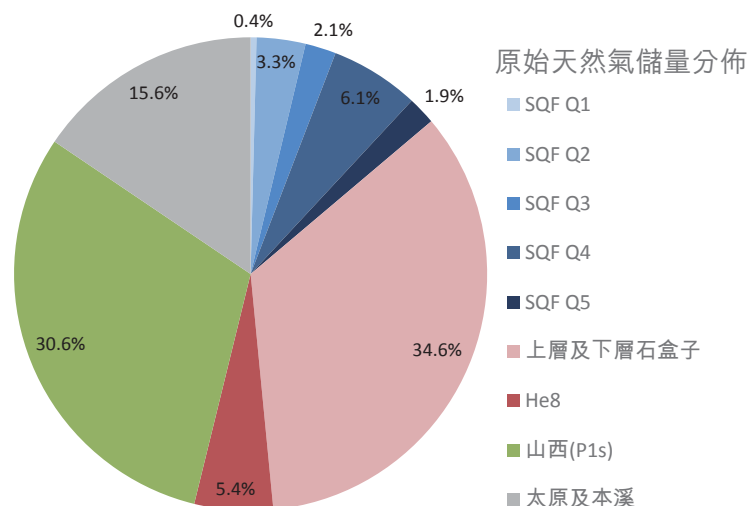


圖3-10按層系劃分的原始天然氣儲量百分比

估計14% P50原始天然氣儲量位於石千峰；40%位於石盒子(包括He8)；31%位於山西及15%位於太原／本溪。

3.6. 天然氣市場及格

RISC採用下文所述SGE及中國以及山西省的資料估計氣價。估計氣價介乎每立方米人民幣1.19至2.23元，並按近年人民幣兌美元平均匯率6.45轉換為美元／千標準立方英尺(表3-7)：

表3-7井口氣價假設(RISC)

氣價	低	中	高
人民幣／立方米	1.19	1.63	2.23
美元／千標準立方英尺	5.22	7.16	9.80

SGE一直磋商出售來自臨興及三交北試產氣站的初步試驗天然氣，並於二零一五年十二月十五日簽訂新天然氣銷售協議，氣價為人民幣1.63元／立方米。RISC將此作為中間價格，並擴大估計氣價的範圍以納入匯率及經濟不明朗因素。

中國天然氣市場蘊藏巨大潛力，過去十年期間天然氣消耗量加速增長。經濟蓬勃發展有望繼續，預計能源(特別是清潔燃料)需求高企。到二零二零年，中國總消耗量預計將接近2,000億立方米，佔中國能源組合的13%。國內天然氣產能繼續擴大，跨國管道及液化天然氣進口將滿足中國大部分增長需求。到二零二零年，約一半天然氣需求將不得不依賴進口。



國內方面，山西至北京輸氣管道、西氣東輸管道及榆林至濟南輸氣管道經過山西省，目前為山西天然氣供應的來源。該省已成立山西天然氣公司，長遠發展約1700千米分銷管道。

山西發展和改革委員會報告稱該省天然氣供應有限。倘獲得新天然氣資源，其將積極支持管道基礎設施建設，並於需要時修訂現有規劃。天然氣通過新管道或主幹管道、壓縮天然氣用於當地分銷，主要最終用途乃作為化工原料。

國內氣價有望逐步與進口液化天然氣價格掛鉤。中國擬朝市場引導體制的方向改革天然氣價格，燃油則為天然氣價格提供基準。目前正於使用煤層氣及液化天然氣供應的兩個省份進行這些試驗。

二零一三年六月，國家發展和改革委員會宣佈⁴，二零一三年七月十日非居民用天然氣平均價格將上升15%至每立方米人民幣1.95元。二零一五年十一月十八日宣佈修訂城市氣價為每立方米人民幣1.95元。

開發及使用煤層氣的第十三個五年規劃為鄂爾多斯盆地的煤層氣及其他天然氣生產增長提供支持。天然氣需求持續旺盛。鄂爾多斯盆地為煤層氣行業的三大工業化基地之一。

本報告評估的天然氣處於煤系及與煤系相鄰的砂岩中。臨興西的煤炭通常太深而不能產出得到煤層氣，故焦點集中在相鄰的含氣砂岩。臨興東的煤炭較淺，或可產出。在中國，鄰近煤系的含氣儲層可與煤層氣歸組，通過煤層氣規則及相關機構予以開發。因此，開發可能吸引現有煤層氣補貼。

總體而言，RISC根據深煤層氣初步天然氣銷售協議估計中間氣價存在37%不確定性，並以3.75%逐步上升。

⁴ 中國提升非居民用天然氣價格，彭博社—二零一二年六月二十八日



3.7. 開發時間表及資源分類

於二零一五年，SGE鑽探20口井，臨興及三交北許可證區域的總井數提升至逾110口井，包括位於臨興東的2口水平井及13口淺煤層氣井。

三交北及臨興西天然氣試產始於二零一四年十一月二十九日，所售天然氣進入榆林濟南地區管道。經三交北氣站(1壓縮機)實現初步流量最高達4百萬標準立方英尺／天。臨興氣廠於九月十五日開始運營後流量最高達7百萬標準立方英尺／天。二零一六年，經過兩座氣廠的產量預計將增至25百萬標準立方英尺／天。

二零一五年大部分井及試井已鑽探及測試，以符合中國儲量申報規定。二零一五年工作計劃專注於調試臨興氣廠，建立試產及擬備總體開發方案。二零一六年初步工作計劃包括以下各項重要活動：

於臨興：

- 在臨興西鑽探19口新試點斜井
- 12口勘探井(臨興東)
- 62項試井
- 第二座臨興西氣站

於三交北：

- 在三交北鑽探6口新試點斜井
- 3口勘探井

倘相關活動未能按計劃於該年度全部完成，則部分轉入後續年度。

開發資源須經歷多項重大事件，包括：

- 遞交中國儲量報告並獲批准
- 制定、遞交總體開發方案並獲批准
- 確定開發油氣田的資金與能力

SGE知悉油田全面開發所需的重大事件並正處理該等事件。據RISC所知，並無任何因素會妨礙達成該等重大事件及正在開發的儲量屬於五年儲量指引範圍內。然而，RISC並無見到詳盡開發計劃或開發批准。本報告詳述的發展計劃乃屬RISC所估計，但符合SGE的開發理念。由於開發分單元及在陸上，故無需就全面開發取得批准。因此，批准很可能按年度基準分階段取得。

臨興與三交北產品分成合同迄今的成績及二零一六年往後的計劃表明開發資源的投入及進程。SGE已確認，鑽探開發儲量所需礦井符合彼等的意圖。

3.8. 試產

產品分成合同允許在遞交總體開發方案及取得生產許可前於勘探階段進行試生產及相關天然氣銷售。這允許於全面投資決定前進行長期測試。通常並不允許天然氣燃燒，故需要天然氣輸出及市場進行大量初步試驗。一般而言，一旦遞交總體開發方案，正式開發為增加的初步試驗的進展，而非一項主要項目重大事件。

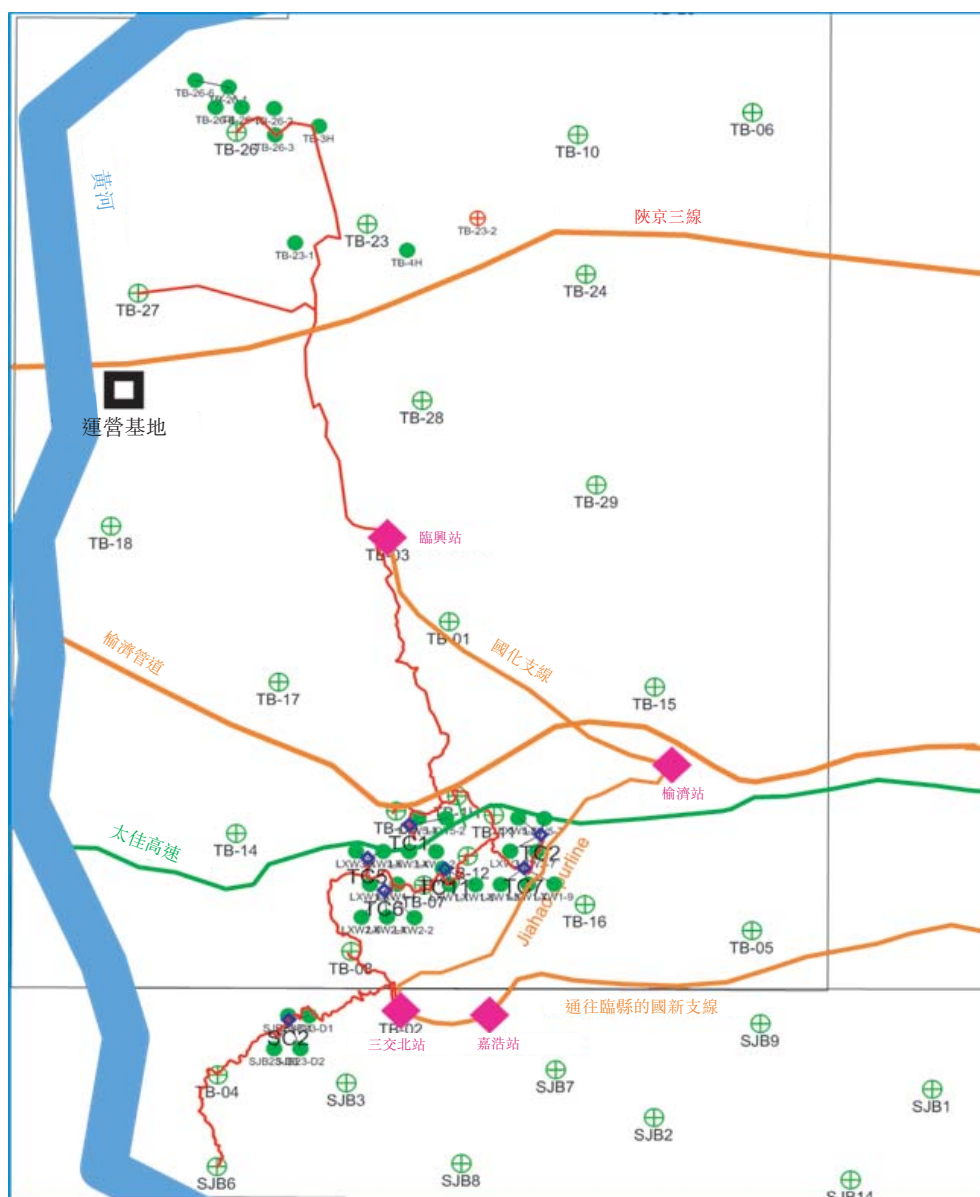
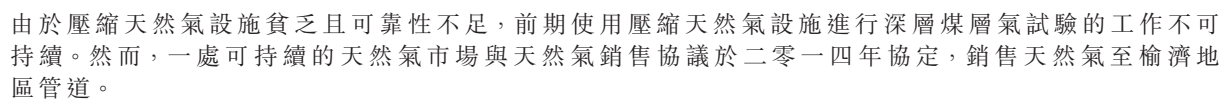


圖3-11 深層煤層氣試驗計劃



三交北氣站初步試驗結果：

深層天然氣初步試驗始於二零一四年十一月，十一口三交北及臨興礦井接入三交北氣站。天然氣輸送至榆濟站並進入榆濟管道。於二零一五年另外接入四口礦井。圖3-12列示三交北氣站的試產。

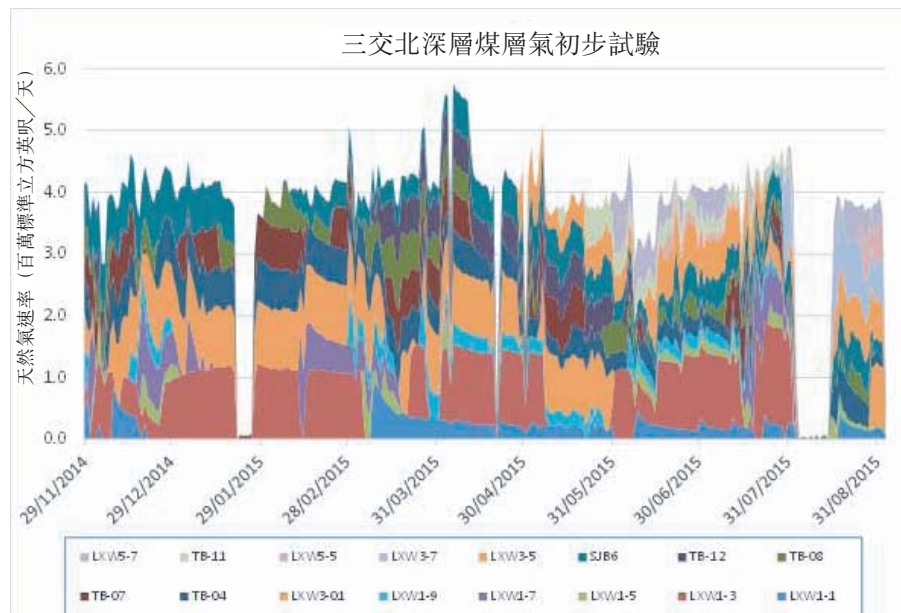


圖3-12三交北深層煤層氣試產

- 生產已受限於三交北站約4百萬標準立方英尺／天的壓縮機容量
- 9個月的天然氣總產量為11億立方英尺，平均產量為3.7百萬標準立方英尺／天
- 由於井的產能過剩，13口井之間輪流生產。個別井已產出0.1至2.0億立方英尺
- 據RISC所知，並無任何礦井問題導致停產或大幅減產
- 三交北於二零一五年九月停止初步試驗，而此時因天然氣銷售付款的糾紛，臨興西開始試驗



以下為可供三交北試產的16口油井(已開發在產儲量)：

表3-8 三交北試產井及完井層位

序號	油井名稱	Pad	開發資料					頂部測量深度	底部測量深度	天然氣及貧天然氣層厚度， 真實垂直深度(米)	測井孔 隙度%	壓裂階段
			SQF	石盒子	山西	太原	本溪					
1	TB-11			✓	✓			1671	1939			
2	TB-12		✓	✓				1535	1768			
3	TB-07		✓					1620	1623			
4	TB-08		✓			✓		1596	2078			
5	TB-04		✓					1526	1531			
6	SJB6		✓	✓				1425	1829			
7	LXW3-01	TC-11	✓	✓	✓			1459	1824	18.9	9.64	3
8	LXW1-3	TC-11	✓	✓	✓			1734	2197	17.4	9.27	4
9	LXW1-1	TC-11		✓	✓			1892	2018	13.9	9.38	3
10	LXW1-7	TC-7		✓	✓			1810	1977	12.9	9.40	3
11	LXW1-9	TC-7		✓	✓			1919	2085	2.0	11.60	2
12	LXW1-5	TC-7	✓	✓	✓			1557	2111	37.0	9.19	7
13	LXW3-5	TC-2	✓	✓	✓			1681	2144	10.9	9.66	4
14	LXW3-7	TC-2		✓	✓			1813	1973	21.97	9.04	4
15	LXW5-5	TC-2		✓	✓		✓	2091	2297	13.4	8.3	4
16	LXW5-7	TC-2	✓	✓	✓			1629	2072	12.4	9.4	4

已就接入三交北氣站的16口油井估計已開發儲量，而產量預測受限於產品分成合同到期日。

臨興西氣站試驗結果：

於二零一五年九月，開始對接入臨興西氣站的9口臨興西油井進行額外深層天然氣試驗。天然氣輸送至榆濟站並進入榆濟管道。隨後接入額外四口油井。圖3-13列明臨興西氣站的試產。

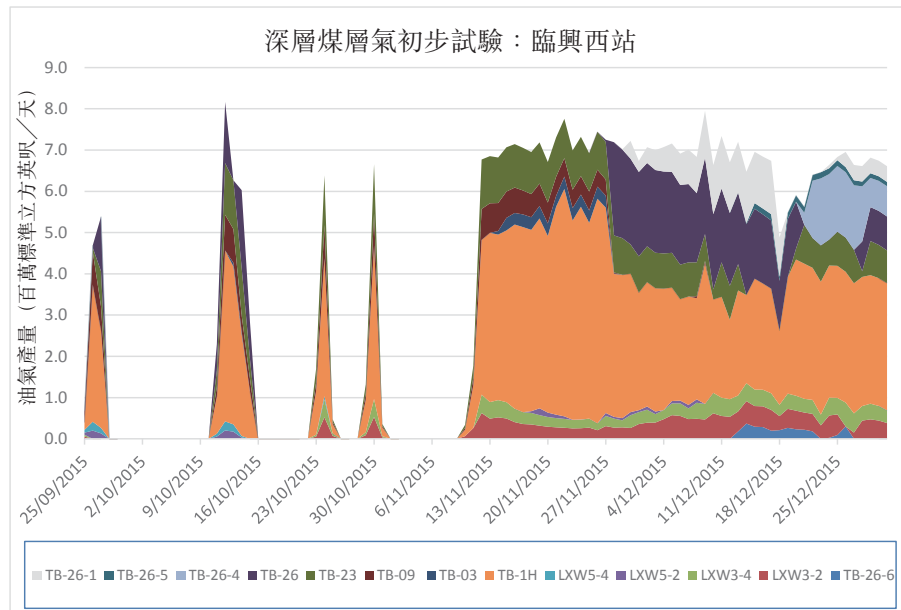


圖3-13臨興西深層煤層氣試產

- 生產已受限於臨興西站約7百萬標準立方英尺/天的壓縮機容量
- 3個月的天然氣總產量為4.0億立方英尺
- 由於油井產能過剩，13口油井之間輪流生產。
- 水平井TB-1H已生產2.0億立方英尺，產量最高為5.5百萬標準立方英尺/天

於二零一六年，臨興西氣廠的產量計劃增至17百萬標準立方英尺/天。預計三交北氣廠的產量將恢復並增至8百萬標準立方英尺/天，總試產量為25百萬標準立方英尺/天。



以下為可供臨興西試產的13口油井(已開發在產儲量)：

表3-9 臨興西試產井及完井層位

油井	目標油層				註釋	射孔或壓裂
	層系	頂部(米)	底部(米)	厚度(米)		
TB-09	P3q5	1592.1	1599.0	6.9	天然氣	射孔
TB-03	P3q5	1589.1	1594.9	5.8	天然氣	射孔
TB-1H	Pls1_Horiz	2320	3440	1120	天然氣	裸眼壓裂
TB-23	P1t	1933.1	1945.7	12.6	天然氣	壓裂
TB-26	C2b	2059.3	2063.5	4.2	天然氣	射孔
	C2b	2064.4	2066.4	2.0	貧天然氣	
TB26-1	C ₂ b5	2028.3	2030.5	2.2	天然氣	射孔
		2014.7	2016.9	2.2	貧天然氣	射孔
		2013.3	2014.7	1.4	天然氣	射孔
	P ₁ s-2	1888	1890.4	2.4	天然氣	射孔
	P ₂ x-he8	1806.6	1810.3	3.7	天然氣	射孔
TB-26-4	C ₂ b5	2147.2	2154.4	7.2	天然氣	射孔
TB-26-5	P ₃ q5	1622.6	1626.7	4.1	天然氣	射孔
TB-26-6	P ₁ t	2138.4	2141.7	3.3	天然氣	射孔
LXW3-2	P ₁ s-2	2037.8	2043	5.2	天然氣	壓裂
		1988.8	1991.2	2.4	天然氣	壓裂
	P ₁ s-1	1987.2	1988.8	1.6	干井	
	P ₂ x-he8	1970	1973.2	3.2	天然氣	壓裂
		1967.2	1970	2.8	貧天然氣	
	P ₃ q4	1526.4	1529.4	3	天然氣	壓裂
		1524.4	1526.4	2	貧天然氣	
LXW3-4	P1s-2	2114	2121.6	7.6	天然氣	壓裂
		2035.4	2038.6	3.2	貧天然氣	壓裂
	P2x-he8	2009.2	2012.4	3.2	天然氣	
	P2x-he7	1955.8	1958.6	2.8	天然氣	壓裂
		1950.4	1951.4	1	貧天然氣	
		1947	1949.4	2.4	貧天然氣	
	P3q5	1647	1651	4	天然氣	壓裂
		1642.6	1644.6	2	天然氣	
LXW5-2	P ₁ s-2	2091.6	2104.4	12.8	天然氣	射孔
	P ₂ x-he8	1962	1966.2	4.2	天然氣	射孔
	P ₂ x-he7	1923	1925	2	貧天然氣	射孔
	P ₂ x-he7	1903.4	1906.4	3	貧天然氣	射孔
	P ₃ q5	1632	1640.4	8.4	天然氣	射孔
LXW5-4	C ₂ b5	2095.6	2098.8	3.2	貧天然氣	射孔

已就接入臨興西氣站的13口油井估計已開發儲量，而產量預測受限於產品分成合同到期日。

臨興東的淺層煤層氣已排水並自二零一二年底產氣。然而，天然氣產量一直低於50千標準立方英尺／天且不足以銷售(儘管簽署天然氣銷售協議)，因此，天然氣已燃燒。



4. 三交北產品分成合同

4.1 緒言及產品分成合同條款

三十五年三交北產品分成合同包括合計五年(除非延長)的若干勘探階段，若成功，隨後為三十年開發階段。勘探期應包括遞交總體開發方案前的任何發現的試開發。倘並無充足時間完成批准的試開發，勘探期可予延長。開發期將始於批准總體開發方案之時及其期限將於獲批准的總體開發方案內訂明。倘無天然氣銷售或天然氣運輸合約，則勘探期可予延長或於有限期間內暫停。

經簡要審閱，產品分成合同似乎是標準產品分成合同，有以下主要條款：

- 勘探開支全部由承包商承擔且倘未成功則不可收回。
- 政府合夥人(中國石油或中國石油天然氣集團公司)於三交北開發擁有51%的權益並支付彼等相應份額的開發成本。PCCBM代表中國石油運作。
- 增值稅及礦區使用費乃自年度總產量支付。
- 85%的生產用於成本回收，以收回運營支出、勘探開支、開發資本支出及利息。

一旦勘探及開發成本已獲收回，盈餘成本回收生產計入「餘下煤層氣及液烴生產」。

餘下產量乃由各方根據彼等各自參與權益的比例分成。然而，已分配剩餘值按產量調整從100%(當產量低於800百萬立方米/日時)調減至90%(產量逾5,000百萬立方米/日)。

各項勘探權使用費、採礦權使用費及中國石油/PCCBM援助成本必須予以支付。

三交北的產品分成合同條款於圖4-1列示：



三交北煤層氣產品分成合同

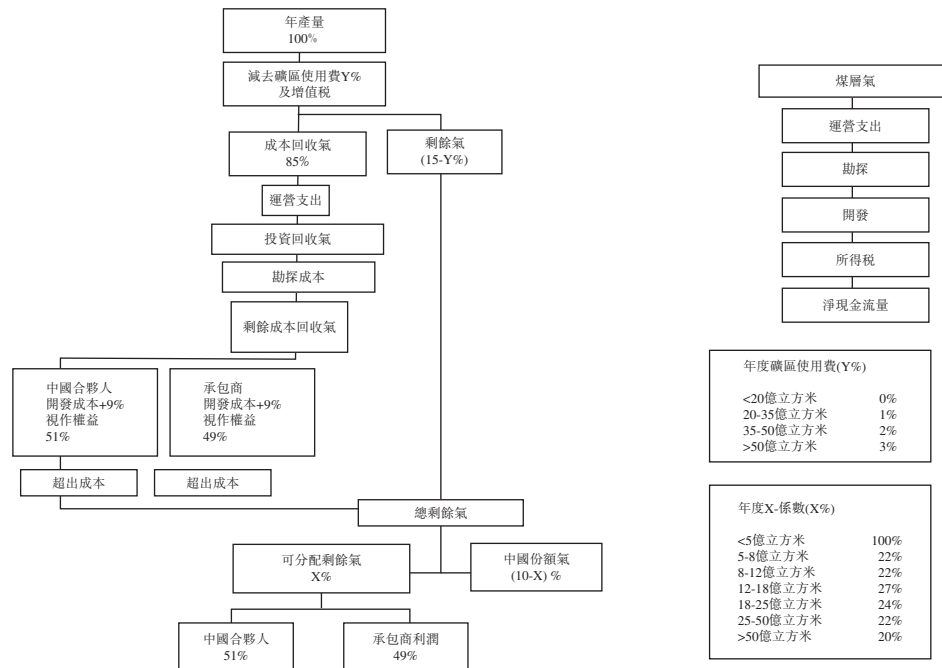


圖4-1：三交北產品分成合同條款

SGE已告知：

- 此項目適用的所得稅稅率為25%
- 13%的增值稅計入天然氣價格並可予退還
- 亦須應付按增值稅金額的10%課收的地區稅項——彼等的影響相對較小且不納入經濟模型。

三交北產品分成合同的原訂勘探期間(五年)已延長3次，至二零一五年八月。作為延長的組成部分，SGE與中國石油的附屬公司PetroChina Coal Bed Methane Company (PCCBM)雙方已達成協定工作方案並針對編製涵蓋三交北區域的中國儲量報告及總體開發計劃推動項目的發展。

產品分成合同在35年後於二零三三年到期，但有可能延期。

4.2. 原始天然氣儲量估算

總資源區域受產品分成合同的界限所規限。

RISC已審閱三交北並估計發現區域(按地震勘測及油井界定)及遠景地區(地震及油井控制有限)。於



發現區域的資源分類為或有資源或儲量。遠景地區的資源分類為遠景資源。該等區域於圖4-2及表4-1列示。

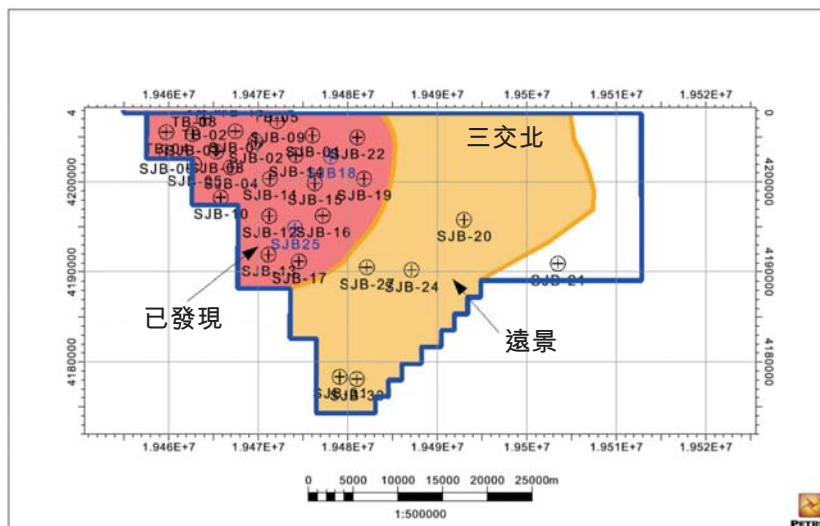


圖4-2三交北許可證—資源區域

表4-1 三交北許可證—深層煤層氣資源區域

深層煤層氣資源區域(平方公里)		
區域	已發現	遠景
三交北	370	595

三交北西北的鑽井及試井範圍足可將其分類為已發現資源並可產氣。

中央區域有地震映像支撐。有限數量鑽井的氣體飽和率存在重大不確定性，鑽井尚未進行測試以確認存在可生產氣體。因此該區域歸類為遠景。

區域斷層東鑽井(SJB-21)的砂岩被認為含水。因此，認為並無深層煤層氣資源。然而，斷層東淺層為煤，可能存在一些淺層煤層氣。

RISC採用表4-1中的區域及表3-3、表3-5及表3-6氣藏參數估計所有層系的原始天然氣儲量概率。按層系劃分的原始天然氣儲量相應範圍列示於表4-2。算術範圍僅供參考。然而，概率範圍更逼真地反映不同層系的獨立性質。



表4-2 三交北一按層系劃分的原始天然氣儲量

已發現原始天然氣儲量(十億立方英尺)			
層系	P90	P50	P10
石千峰(合計)	416	529	664
<i>SQF 1</i>	<i>14.5</i>	<i>25.5</i>	<i>42</i>
<i>SQF 2</i>	<i>108</i>	<i>168</i>	<i>251</i>
<i>SQF 3</i>	<i>57.9</i>	<i>95.1</i>	<i>148</i>
<i>SQF 4</i>	<i>101</i>	<i>172</i>	<i>269</i>
<i>SQF 5</i>	<i>27.3</i>	<i>52.3</i>	<i>88.1</i>
石盒子	794	1237	1832
He8	151	238	360
山西	708	1073	1564
太原/本溪	348	540	804
算術(合計)	2310	3601	5358
概率(合計)	3031	3685	4489

遠景原始天然氣儲量(十億立方英尺)			
層系	P90	P50	P10
石千峰(合計)	547	704	900
<i>SQF 1</i>	<i>21.6</i>	<i>38.1</i>	<i>63</i>
<i>SQF 2</i>	<i>136</i>	<i>214</i>	<i>322</i>
<i>SQF 3</i>	<i>49.1</i>	<i>83.5</i>	<i>134</i>
<i>SQF 4</i>	<i>162</i>	<i>277</i>	<i>433</i>
<i>SQF 5</i>	<i>37.7</i>	<i>72.2</i>	<i>122</i>
石盒子	708	1110	1659
He8	81.1	131	203
山西	694	1055	1539
太原/本溪	723	1119	1659
算術(合計)	2613	4100	6134
概率(合計)	3468	4219	5111

4.2.1 可生產及可開發原始天然氣儲量

已於五個層系識別含氣儲層性質砂體(可採厚度)。然而，並非所有層系的每個鑽井均存在可採厚度，若干儲層的可採厚度的量與質未必能證實所有鑽井的全部可採厚度可壓裂增產及開發。因此，預期僅可完成及開發生產部分原始天然氣儲量。



如同所有緻密砂岩氣的開發，滲透率為主要的不確定因素，雖然孔隙度不到4%的砂岩排除在可採厚度外，但部分可採厚度儲層的滲透率或厚度可能仍不足以證明增產及實現穩定的天然氣生產。RISC對各鑽井岩石物性解釋採用9%、7%及5%的界限孔隙度，估計各鑽井各層系P90、P50及P10部分的可生產原始天然氣儲量。9%的最高孔隙度界限乃以成功進行試井(孔隙度界限一般為9%以上)為依據。5%的最低孔隙度界限大於確定淨可採厚度所採用的4%，預估部分儲層過薄而難以證實可個別增產及完成。臨興及三交北所有鑽井不同界限的孔隙度劃定的原始天然氣儲量比例用作P90、P50及P10的可生產原始天然氣儲量比例—表4-3。

表4-3 按地層系劃分的可生產原始天然氣比例

	SQF Q1	SQF Q2	SQF Q3	SQF Q4	SQF Q5	石盒子	He8	山西	太原	總計 原始天然氣儲量	生產井
P90	38%	46%	64%	77%	83%	73%	48%	62%	59%	64%	100.0%
P50	53%	73%	79%	90%	92%	85%	74%	84%	81%	82%	100.0%
P10	87%	94%	95%	100%	100%	97%	91%	98%	99%	97%	100.0%

上表解釋如下：

- SQF Q1厚度38%的原始天然氣儲量孔隙度大於9%，認為是證實可採出。
- 所有鑽井SQF Q1厚度53%的原始天然氣儲量孔隙度大於7%，認為是很可能採出
- 所有鑽井SQF Q1厚度87%的原始天然氣儲量孔隙度大於5%，認為是可能採出
- 綜合P90的概率及P90原始天然氣儲量，P90可採出原始天然氣儲量總量佔P90原始天然氣儲量總量64%。
- 82%的P50原始天然氣儲量可生產。

開採P90、P50及P10時，在至少一個層系鑽遇可採原始天然氣儲量的概率實際為(略低於)100%。

4.3. 開發計劃及產量預測

RISC已就各層系建立P90、P50及P10單井模擬模型以優化佈井、就產量預測製作標準曲線。產量預測以下列假設為基準：

- 較深層系按130英畝井距使用垂直壓裂井開發
- SQF層系按390英畝井距使用垂直壓裂井開發
- 3口較深鑽井的1口包括SQF完井
- 80%已發現及遠景區域可進入。餘下20%因土地不可使用(地形、村莊、農田等)而不可開發
- 5%鑽井證實不可開採，乃因機械或礦藏問題。



- 最初使用10個鑽機，產能是每年最多可鑽120口井(基於全年鑽探；每口井27天，不包括鑽機移位)。

370平方公里已發現區域(包含儲量及或有資源)估計使用534口生產井及表4-4所列參數開發。

表4-4 開發參數—已發現區域

三交北已發現區域資源

概算	原始天然氣儲量 十億立方英尺	可採原始天然氣儲量	區域 平方公里	原始天然氣儲量產量 十億立方英尺/平方公里	經濟上可開發區域		井總數	生產井		可開發原始天然氣儲量 十億立方英尺
					%	平方公里		%	井數	
P90	3031	1950	370	5.27	80%	296	562	95%	534	1481
P50	3685	3040	370	8.22	80%	296	562	95%	534	2309
P10	4489	4359	370	11.78	80%	296	562	95%	534	3311

單井標準曲線已生成，合併得出圖4-3所示的整個油田產量預測。

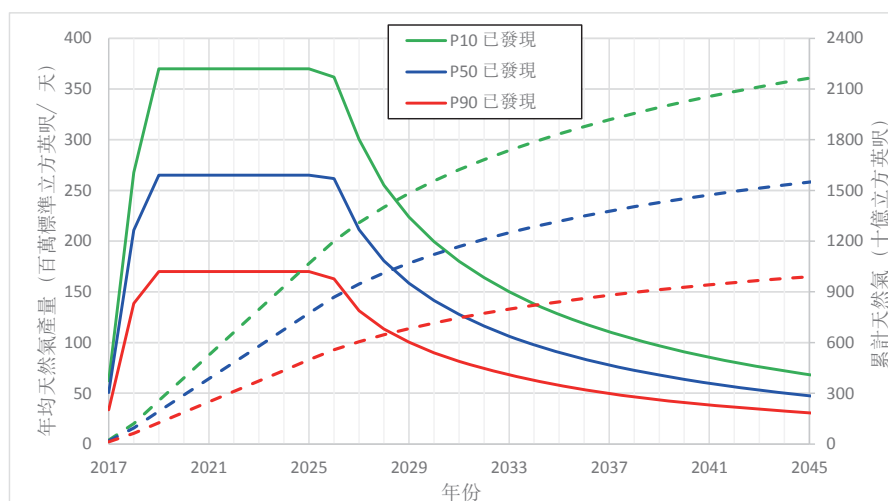


圖4-3 三交北已發現區域P90、P50、P10產量預測

開發鑽探最初局限於10個三交北鑽機(120口井/年)，故生產的第3年出現高峰產量。已選定高峰產量以得出10年的穩產高峰期。

產量預測及經濟效益以截至二零六六年的50年氣田使用年期為基準，但為明晰起見生產圖表截至二零四四年。

4.4. 三交北資源

三交北現有礦井正在生產，在提交中國儲量報告、總體開發方案及取得生產許可證前，計劃在實施試採方案時投產其他礦井。該等礦井生產的天然氣透過已批准及未來天然氣銷售協議銷售。因此，規劃試採方案的天然氣生產被分類為已開發儲量。



RISC將儲量歸入現有礦井及已發現區域兩個臨近礦井井距。1P、2P及3P儲量基於該區域地質及礦井生產數據的不確定性計算。

開發的最終規模取決於試採、進一步鑽探及早期生產結果。RISC將較大發現區域餘下資源分類為或有資源。

遠景區的資源需要用勘探井確認並分類為有地質開採可能性的遠景資源。

4.4.1. 1P及2P儲量

三交北發現區已鑽了28口井且該等鑽井可供未來生產。該等鑽井及附近2個井距的資源被分類為儲量。該儲量礦區是370平方公里發現區其中的268平方公里。該儲量礦區的生產預測乃使用第4.3節所討論的相同方法得出，但局限於該儲量礦區。儲量也限制在截至產品分成合同到期日的生產。三交北儲量列示於表4-5。

表4-5：三交北1P及2P儲量

天然氣儲量(十億立方英尺)二零一五年	整個油田		歸屬MIE	
	1P	2P	1P	2P
已開發儲量	3	5	0.8	1.2
未開發儲量	573	904	151	230
總儲量	580	909	152	231

4.4.2. 可能儲量

上行礦藏動態及所產生的可能儲量已作估計並列示於表4-6。

表4-6：三交北可能儲量

天然氣可能儲量(十億立方英尺)二零一五年	整個油田可能儲量	歸屬MIE可能儲量
已開發儲量	2	0.5
未開發儲量	353	83
總儲量	355	84

可能儲量累加至表4-5的2P儲量。



4.4.3. 或有資源

三交北或有資源列示於表4-7。或有資源是圖4-3所示產量減歸為儲量的資源，並包括產品分成合同到期後產量。

表4-7：三交北或有資源

天然氣資源(十億立方英呎) 二零一五年	整個油田			歸屬MIE		
	1C	2C	3C	1C	2C	3C
或有資源	510	794	1127	126	195	274

估計三交北或有資源有90%的開發可能。

4.4.4. 遠景資源

三交北遠景資源列示於表4-8。

表4-8：三交北遠景資源

天然氣資源(十億立方英呎) 二零一五年	整個油田			歸屬MIE		
	最低	最佳	最高	最低	最佳	最高
遠景資源	1250	1972	2785	298	460	641

遠景區的生產預測及資源量乃使用第4.3節所討論的相同方法(使用遠景資源區及遠景資源標準曲線)得出。遠景資源標準曲線使用較低的有效厚度及原始天然氣儲量密度，乃因計入的含氣礦藏比例較低(使用較低的油氣有效厚度與總厚度比率)。

估計三交北遠景資源有54%的發現及開發可能。

4.5. 三交北經濟

4.5.1. 開發及發現的可能性

全部或有資源的開發取決於取得中國儲量認證、批准總體開發方案、初步試驗的支持性結果、利益攸關方批准及開發資金。RISC估計其開發可能性達到90%。

遠景資源的發現使得地質事故可能性增加，估計為60%。遠景資源開發的可能性是地質風險乘以開發風險，即54%(60%x90%)。

倘開發不繼續進行，則存在因在作出不利開發決定前進行評估的成本而產生的可能不利結果。

本報告所評估的或有資源及遠景資源未就該等可能性作出調整，因此屬於未作風險調整之價值。



4.5.2. 經濟分析

已對三交北產品分成合同進行貼現現金流量分析，以計算歸屬於MIE的成本及溢利以及天然氣及項目淨現值。經濟假設包括：

- 美元成本每年2.5%通脹率，
- 目前及將來人民幣兌美元按6.45的匯率，
- 截至二零一五年十二月三交北105,000,000美元可收回勘探及評估支出

已於二零一六年一月一日使用10%實際貼現率計算淨現值。經濟模型中已計及二零一六年前的沉沒成本。分析中使用的條款為上文經濟部分所概述者，並假設提供予RISC的最新資料截止到目前。

初步試驗產量少且不計入經濟分析。假設整個油田開發及生產始於二零一七年。

1P及2P儲量開發的經濟成果於表4-9概述。SGE份額是承包商份額，其中MIE享有51%。

表4-9：三交北儲量經濟情況

項目淨現值 ₁₀ (百萬元)	1P	2P
SGE份額	\$567	\$994
MIE份額	\$289	\$507

主要不確定因素對MIE 2P儲量淨現值的影響列示於圖4-4。

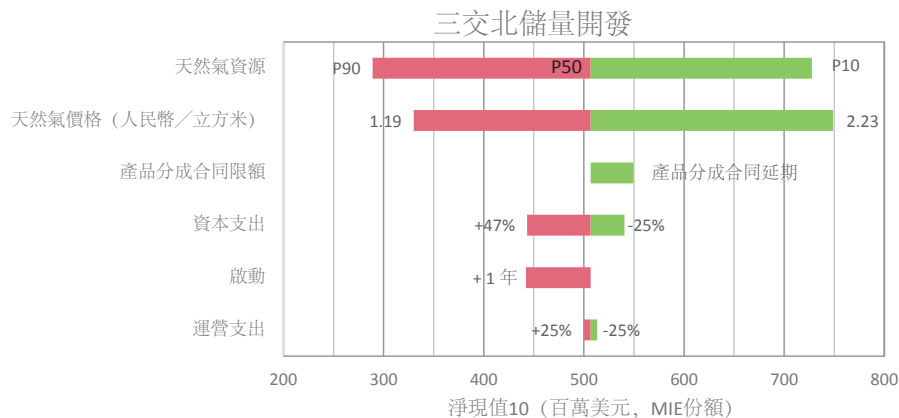


圖4-4：經濟敏感性 — 三交北儲量開發

幾點註釋：

- 天然氣資源或可開發原始天然氣儲量數量是最大經濟不確定因素，緊隨其後的是天然氣價格不確定性。
- 資源經濟對開發資本支出而非運營支出更加敏感。負面資本支出包含成本不確定性+25%及無法以經驗取得預期的15%資本支出削減。
- 二零三三年到期後產品分成合同潛在延期35年一事為重大利好。



- 在啟動的敏感性分析中僅生產(非成本)調整至模擬延遲生產或天然氣銷售。

經濟分析顯示，儘管油田生產動態及產生的淨現值範圍寬泛，但項目穩健(正淨現值10)，全部實現經濟利益。



5. 臨興產品分成合同

5.1. 緒言及產品分成合同條款

臨興30年產品分成合同包括合共5年(除非延期)的若干勘探階段，(如順利)其後是開發期間。勘探期間應包括總體開發方案提交前任何發現的試開發。倘無充足時間完成已批准的試開發，勘探期間可延長。開發期間在總體開發方案得到批准後開始，其期限將在已批准的總體開發方案中訂明。倘無天然氣銷售或天然氣運輸合同，則勘探期間可以延長或暫停一個有限的期間。

經簡要審閱，產品分成合同似乎是標準產品分成合同，有以下主要條款：

- 勘探支出全部由承包商承擔且如若不成功則收不回。
- 政府合作夥伴(中聯煤層氣)有權享有臨興開發的30%權益並支付其相應部分的開發成本。
- 增值稅及礦區使用費以年度總產量支付。
- 85%的生產可用作成本收回以收回運營支出、勘探支出、開發資本支出及利息。
- 一旦勘探及開發成本收回，剩餘成本收回生產被添加到「剩餘煤層氣及液態烴生產」。
- 剩餘產量由訂約方按其參與權益比例攤分。然而，可分配剩餘值按產量調整從100%(當產量低於800百萬立方米/日時)調減至90%(產量逾5000百萬立方米/日)。
- 須支付各項勘探權使用費、採礦權使用費及中聯煤層氣支援成本。

臨興產品分成合同條款說明如下。

CBM Energy Associates L.C.有選擇權(最初由Chevron授予)可通過支付7.5%歷史成本及開支的方式購回5.25%承包商權益。RISC假設此選擇權在計算SGE經濟情況時得以行使。

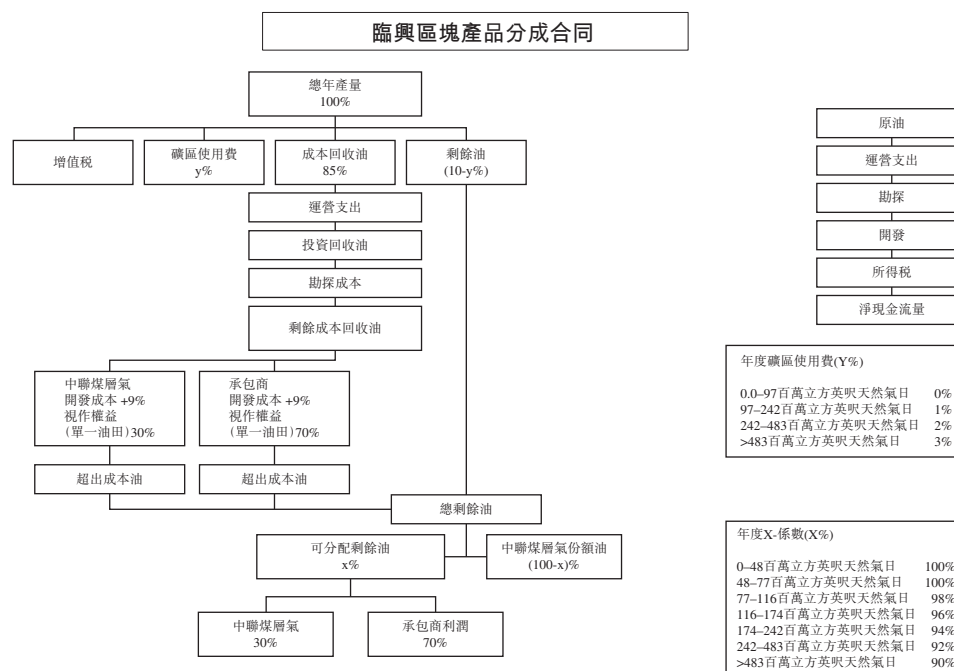


圖5-1：臨興產品分成合同條款

SGE已告知：

- 適用於此項目的所得稅率是25%
- 13%增值稅嵌入天然氣價格及可退稅
- 亦應支付按增值稅的10%評定的地方稅——該等影響相對小及不列入經濟模型。

原勘探階段(5年)已延長7次且目前將於二零一六年八月底到期。其後將需進一步延期或總體開發方案申請。可能的情況是SGE將在此之前申請總體開發方案。

表5-1：產品分成合同延期及到期日

產品分成合同	授出	延期	到期
臨興	29/06/1998	6	31/08/2013
臨興	29/06/1998	7	31/08/2016

產品分成合同有最低每年每平方公里人民幣10,000元的花費。

產品分成合同於30年後在二零二八年到期，但可能延期。



5.2. 原始天然氣儲量估計

整個資源區由產品分成合同邊界(當授予產品分成合同勘探階段延長時作修正)限定。進行清算後的區域將產品分成合同分為東區塊及西區塊。

RISC已審閱臨興產品分成合同並估算一個已發現深層天然氣區(按震波、鑽井及鑽井測試界定)及一個遠景區(該處震波及井控有限)。已發現區的資源分類為或有資源或儲量。遠景區的資源分類為遠景資源。該等區域列示於圖5-2及表5-2。

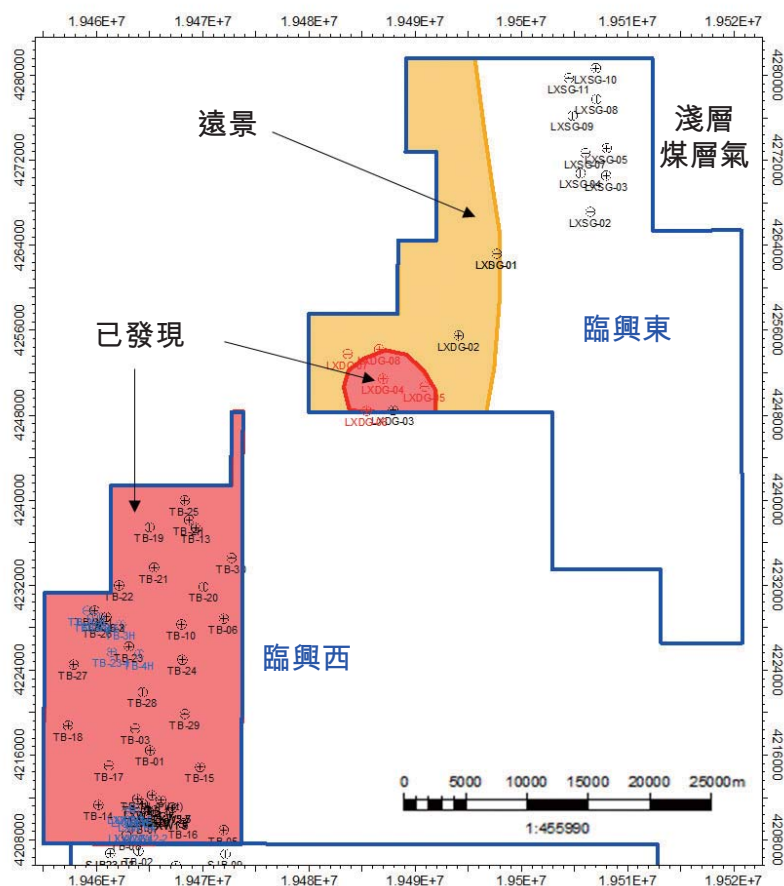


圖5-2 臨興許可一資源區



表5-2 臨興許可一深層天然氣資源區

臨興許可一深層煤層氣資源區(平方公里)		
區域	已發現	遠景
臨興西區塊	573	-
臨興東區塊	40	294

臨興西區塊有適當鑽井及鑽井測試，以將整個區域分類為已發現及天然氣可產區。

臨興東區塊資源區分為一個大斷層西部的深層天然氣區及斷層東部的較淺煤層氣區。深層區基本上是遠景的；其得到地震成圖的支持，但缺少井控及鑽井測試以確認可產天然氣的存在。LXDG01的一個鑽井測試出產天然氣及水，但並非按有規則穩定產量。LXDG02井按不夠經濟效果的天然氣產量。

然而，二零一五年臨興東區塊(LXDG-03、4及5)南部的鑽井按有經濟效果的天然氣產量。因此，RISC已將該等鑽井附近的40平方公里區域劃定作已發現。

RISC使用表5-2內區域及表3-3、表3-5及表3-6內礦藏參數估計所有層系的深層原始天然氣儲量概率。按層系劃分的相應原始天然氣儲量範圍列示於表5-3。算術範圍供參考。然而，概率範圍更實際地反映不同層系的獨立性質。



表5-3 臨興一按層系劃分的原始天然氣儲量

已發現原始天然氣儲量(十億立方英尺)			
層系	P90	P50	P10
石千峰(合計)	689	875	1102
SQF 1	24	42	70
SQF 2	179	279	415
SQF 3	96	158	244
SQF 4	167	285	446
SQF 5	45	87	146
石盒子	1316	2049	3035
He8	250	395	596
山西	1173	1778	2592
太原/本溪	576	895	1332
算術(合計)	3826	5968	8876
概率(合計)	5022	6105	7438

遠景原始天然氣儲量(十億立方英尺)			
層系	P90	P50	P10
石千峰(合計)	270	348	445
SQF 1	11	19	31
SQF 2	67	106	159
SQF 3	24	41	66
SQF 4	80	137	214
SQF 5	19	36	60
石盒子	350	548	820
He8	40	65	100
山西	343	521	760
太原/本溪	357	553	820
算術(合計)	1291	2026	3031
概率(合計)	1712	2079	2519

正如三交北，臨興的可產原始天然氣儲量比例已使用表4-3內參數作估計。

臨興東區塊在大斷層東部(該處地層及煤系淺很多)亦有煤層氣資源。該等情況於第5.5節討論。



5.3. 深層天然氣開發計劃及生產預測

對於三交北產品分成合同，已使用P90、P50及P10單井模擬模型以優化佈井、為臨興生產預測製作標準曲線。對臨興使用與三交北相同的開發假設：

- 深層地層系乃按130英畝井距使用垂直壓裂井開發
- SQF地層系乃按390英畝井距使用垂直壓裂井開發
- 3口深井的1口包括SQF完井
- 80%已發現區及遠景區可進入。餘下20%因土地不可使用(地形、村莊、農田等)而不可開發
- 5%鑽井證實不可產油氣，乃因機械或礦藏問題
- 最初使用10個鑽機，產能是每年最多可鑽120口井(基於全年鑽探；每口井27天，不包括鑽機移位)。

613平方公里已發現區(包含儲量及或有資源)估計使用885口生產井及表5-4所列參數開發。

表5-4 開發參數—已發現區

臨興已發現區資源

概算	原始天然氣儲量 十億立方英尺	可採原始天然氣儲量	區域 平方公里	性原始天然氣儲量產量 十億立方英尺/平方公里	經濟上可開發區域		井總數	生產井		可開發原始天然氣儲量 十億立方英尺
					%	平方公里		%	井數	
P90	5022	3231	613	5.27	80%	490	932	95.0%	885	2455
P50	6105	5036	613	8.21	80%	490	932	95.0%	885	3826
P10	7438	7223	613	11.78	80%	490	932	95.0%	885	5488

單井標準曲線已合併以得出圖5-3所示的整個油田產量預測。

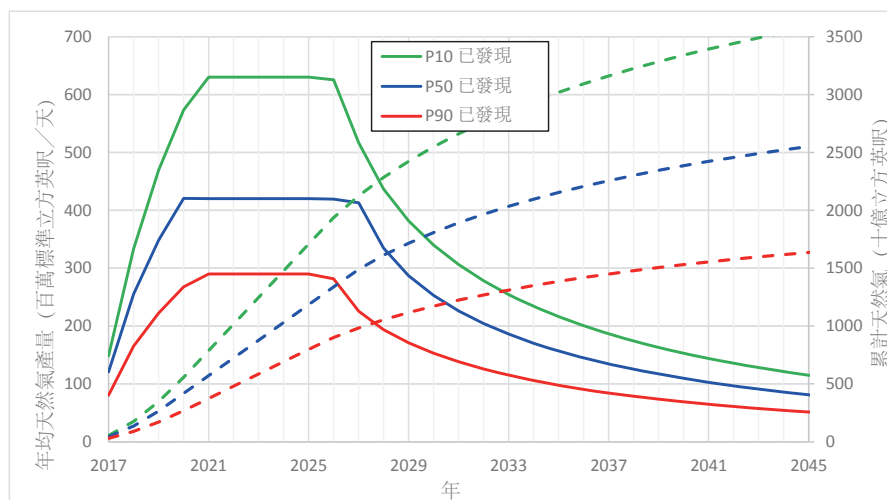


圖5-3 臨興已發現區P90、P50、P10生產預測



開發鑽探最初局限於10個臨興鑽機(120口井／年)，故生產的第4年或第5年出現高峰產量。高峰產量已被選定以得出10年穩產高峰期。

生產預測及經濟效果乃基於截至二零六七年的50年油田使用年期，但為明晰起見生產圖表限定到二零四五年。

5.4. 臨興深層天然氣資源

現有臨興礦井正在生產，在提交中國儲量報告、總體開發方案及取得生產許可證前，計劃在實施試採方案時投產其他礦井。該等礦井出產的天然氣乃透過已批准的及未來的天然氣銷售協議進行銷售。因此，規劃試採方案的天然氣生產被分類為已開發儲量。

RISC估計無開發進度的風險極小。RISC已把儲量歸入現有礦井及已發現區內兩個臨近的礦井井距。1P、2P及3P儲量基於該區域內地質及礦井生產數據的不確定性。

開發的最終規模取決於試驗、進一步鑽探及早期產量結果。RISC將較大發現區餘下資源分類作或有資源。

遠景區資源需要用勘探井確認及被分類為有地質開發可能性的遠景資源。

5.4.1. 儲量

56口井已在臨興已發現區鑽出並可供未來生產。該等礦井及臨近的2個井距的資源被分類作儲量。儲量區是613平方公里已發現區中的327平方公里，需要523口開發井。儲量區的生產預測乃使用第5.3節所討論的相同方法得出，但局限於儲量區。儲量也限於截至產品分成合同到期日的生產。臨興深層儲量列示於表5-5：

表5-5： 臨興深層天然氣1P及2P儲量

天然氣儲量(十億立方英尺)二零一五年	整個油田		歸屬MIE	
	1P	2P	1P	2P
已開發儲量	29	47	9.7	15.3
未開發儲量	641	1006	215	328
總儲量	670	1053	225	343



5.4.2. 可能儲量

上行礦藏動態及所產生的可能儲量已作估計並列示於表5-6。

表5-6：臨興深層天然氣可能儲量

天然氣可能儲量(十億立方英尺) 二零一五年	整個油田	歸屬MIE
	可能儲量	可能儲量
已開發儲量	18	5.6
未開發儲量	388	117
總儲量	406	123

可能儲量累加至表5-5內2P儲量。

5.4.3. 或有資源

臨興深層或有資源列示於表5-7。或有資源是圖4-3所示產量減歸作儲量的資源，並包括產品分成合同到期後產量。

表5-7：臨興深層或有資源

天然氣資源(十億立方英尺) 二零一五年	整個油田			歸屬MIE		
	1C	2C	3C	1C	2C	3C
或有資源	1133	1764	2499	367	564	790

估計臨興深層或有資源有90%的開發可能。

5.4.4. 遠景資源

遠景區的生產預測及資源量乃使用第5.3節所討論的相同方法(使用遠景資源區及遠景資源標準曲線)得出。遠景資源標準曲線使用較低的有效厚度及原始天然氣儲量密度，乃因計入的含氣礦藏比例較低(使用較低的油氣有效厚度與總厚度比率)。

臨興深層遠景資源列示於表5-8：

表5-8：臨興深層遠景資源

天然氣資源(十億立方英尺) 二零一五年	整個油田			歸屬MIE		
	最低	最佳	最高	最低	最佳	最高
遠景資源	620	982	1382	196	302	419

估計臨興深層遠景資源有67.5%的發現及開發可能。

5.5. 臨興東區塊淺層煤層氣資源

淺層煤層氣資源區局限於臨興東區塊產品分成合同東北象限(圖5-2)。在構造上，臨興東區塊有垂直位移很大的南北走向斷層，將東部上升盤淺層煤層氣範圍與西部深層煤層氣範圍區分開(圖3-2)。



11口煤層氣勘探井已在臨興東區塊淺層煤層氣區完鑽(LXSG-1至LXSG-11)。主要煤層氣目標是山西4/5煤層及太原8/9煤層。8/9煤層地層剖面顯示出山西及太原煤系內目前有若干薄煤層，此將增加總資源量。對於此分析，RISC僅估計山西4/5煤層及太原8/9煤層的資源量，乃因該2個煤層佔了絕大多數資源且是最有可能得到開發的煤層。

RISC已計算地震繪圖區內斷層東部資源量。此區域265平方公里及是整個臨興東區塊產品分成合同的一小塊。RISC通過應用1.70 g/cc至2.20 g/cc的密度界限值審視Petrel內淨煤層厚度對密度測井界限值的敏感度。11口井淨煤層厚度(使用基本情況密度界限值1.85 g/cc)從5.5米到13.7米不等，平均值10.0米。

在實驗室對全部LXSG礦井的煤炭樣品計量的等溫曲線顯示最大天然氣含量是6至16立方米／噸。解吸數據顯示有限天然氣飽和度，即3至8立方米／噸的天然氣含量，低於該區域附近的值(13立方米／噸)。天然氣是95%至97%甲烷。

6口試驗井中的5口井實現了天然氣生產，但迄今所取得的天然氣產量就經濟上開發而言太低；平均1200立方米／日(44千標準立方英尺／日)。快速排水及提早天然氣生產說明天然氣飽和度高於所計量的解吸值。RISC已製作試驗井生產模型，並估計排水會繼續及天然氣產量可能隨著進一步排水而有所提高。RISC估計每口垂直煤層氣井採氣在2至7.6億立方英尺／井之間，中間值5億立方英尺／井。最低情形是基於目前試驗井流量。表5-9顯示RISC對淺層煤層氣原始天然氣儲量及或有資源的估計。

表5-9 臨興東區塊淺層煤層氣原始天然氣儲量及或有資源(於二零一五年十二月三十一日)

參數		實現		
		P90	P50	P10
區域	平方公里	265	265	265
原始天然氣儲量(4/5+8/9煤層)	十億立方英尺	546	910	1,274
開發區域	平方公里	212	212	212
井故障係數		17%	17%	17%
每口井排水區	平方公里	0.32	0.32	0.32
開發井		545	545	545
最終採收量／井	十億立方英尺	0.2	0.5	0.76
或有資源	十億立方英尺	109	273	431

開發將需要按80英畝(0.32平方公里)井距鑽探545口垂直措施井。開發可在一個更廣井距使用水平或多分支礦井加以優化，但總天然氣資源估計相近。

最低、中間及最高情形按基本天然氣價格實現了每口井1.4百萬美元、3.6百萬美元及5.4百萬美元的天然氣收益。經過測驗，最低情形將是不夠經濟效果的及中間情形利潤較小。需要進一步初步試驗



以確認一個可行的經濟開發項目。因此，資源被分類為或有資源，直至經濟上開發及論證出一個可靠的開發計劃。臨興東區塊淺層煤層氣或有資源列示於表5-10：

表5-10： 臨興東區塊淺層煤層氣資源

天然氣資源(十億立方英尺) 二零一五年	整個油田			歸屬MIE		
	1C	2C	3C	1C	2C	3C
或有資源	109	273	431	36	88	137

SGE正在研究各種方法以削減淺層煤層氣開發成本及／或提高礦井產能。

估計臨興淺層或有資源有50%的開發可能。

5.6. 臨興經濟分析

5.6.1. 深層煤層氣開發

5.6.1.1. 開發及發現的可能性

全部或有資源的開發取決於取得中國儲量認證、批准總體開發方案、初步試驗的支持性結果、利益攸關方批准及開發資金。RISC在其二零一三年年底評估中估計其開發可能性達到90%。自此之後新礦井支持先前分析，故RISC維持90%的估計開發可能性。

遠景資源的發現使得地質事故可能性增加，估計達75%且自二零一三年底評估起不變。遠景資源開發的可能性是地質風險乘以開發風險，即67.5%(75%x90%)。

倘開發不繼續進行，則存在因在作出不利開發決定前進行評估的成本而產生的可能不利結果。

本報告所評估的或有資源及遠景資源未就該等可能性作出調整，因此屬於未作風險調整之價值。

5.6.1.2. 經濟

已對臨興產品分成合同進行貼現現金流量分析，以計算歸屬於MIE的成本及溢利以及天然氣及項目淨現值。經濟假設包括：

- 美元成本每年2.5%通脹率，
- 目前及將來人民幣兌美元按6.45的匯率，
- 截至二零一五年十二月臨興產品分成合同195,000,000美元可收回勘探及評估支出。

於二零一六年一月一日使用10%實際貼現率計算淨現值。經濟模型中已計及二零一六年前的沉沒成本。分析中使用的條款為上文經濟部分所概述者，並假設提供予RISC的最新資料截止到目前。



初步試驗產量少且不計入經濟分析。假設整個油田開發及生產始於二零一七年。

1P及2P儲量開發的經濟成果於表5-11概述。SGE擁有100%承包商權益，其中MIE享有51%。

表5-11：臨興儲量經濟情況

項目淨現值 ₁₀ (百萬元)	1P	2P
SGE份額	\$926	\$1,627
MIE份額	\$472	\$830

主要不確定因素對MIE 2P儲量淨現值的影響列示於圖5-4。

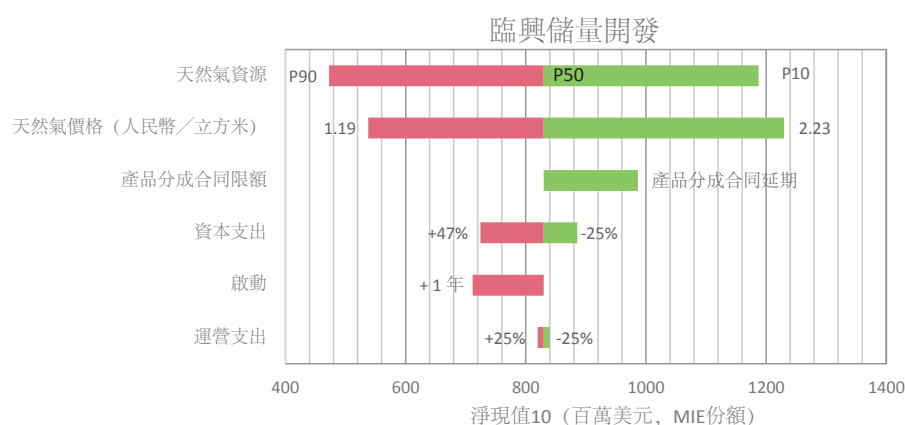


圖5-4：經濟敏感性—臨興儲量開發

幾點註釋：

- 天然氣資源或可開發原始天然氣儲量數量是最大經濟不確定因素，緊隨其後的是天然氣價格不確定性
- 資源經濟對開發資本支出而非運營支出更加敏感。負面資本支出包含成本不確定性+25%及無法以經驗取得預期的15%資本支出削減
- 二零二八年到期後產品分成合同延期30年一事有重大利好。
- 在啟動的敏感性分析中僅生產(非成本)調整至模擬延遲生產或天然氣銷售。

經濟分析顯示，儘管油田生產動態及產生的淨現值範圍寬泛，但項目穩健(正淨現值₁₀)，全部實現經濟利益。

5.6.2. 淺層煤層氣開發

經測驗最低或1C或有資源估計是不夠經濟效果的，乃因每口井2億立方英尺的採氣意味著每口井的未貼現天然氣收益是1.4百萬美元，此數額將無法彌補鑽井、提產及連接裝置成本。2C情形中每口井



天然氣收益是3.6百萬美元及預期經濟利益較小。最高或3C情形中每口井天然氣收益是5.4百萬美元，將具有經濟吸引力。需要進行進一步初步測試以降低不確定性，確認基本情況經濟效果及經濟穩健性。淺層煤層氣資源不夠經濟效果及因此屬於或有資源。



6. 詞彙表

下表列示(連同簡要釋義)油氣行業通用及本報告可能使用的術語縮寫。

詞語	釋義
1P	等於探明儲量或探明原位數量(視乎上下文而定)
1Q	第一季度
2P	探明及概算儲量或原位數量(視乎上下文而定)的和
2Q	第二季度
2D	二維
3D	三維
4D	四維—有關震波的時間推移三維
3P	探明、概算及可能儲量或原位數量(視乎上下文而定)的和
3Q	第三季度
4Q	第四季度
AFE	支出授權
Bbl	桶
桶/天	桶/天
十億立方英呎	十億(10 ⁹)立方英呎
十億立方米	十億(10 ⁹)立方米
流體桶每日	流體桶每日
油桶每日	油桶每日
英熱單位	英熱單位
每日產油量一桶	每日產油量一桶
每日產水一桶	每日產水一桶
°C	攝氏度
資本支出	資本支出
資本資產定價模型	資本資產定價模型
凝析油氣比	凝析油氣比——一般以桶/百萬標準立方英呎表示
或有資源	截至某日估計對已知油氣藏實施開發項目而潛在可予採收的石油數量，但其目前不被認為在商業上可採收，乃因一個或多個可能性。或有資源屬於已發現可採收資源類別(按SPE-PRMS定義)
二氧化碳	二氧化碳
厘泊	厘泊(粘度單位)
消費價格指數	消費價格指數
DEG	度
直接碳氫顯示(DHI)	直接碳氫顯示
貼現率	用於將未來現金流量貼現至某基準日期的數額的貼現率
鑽杆測試	鑽杆測試
勘探及生產	勘探及生產
膨脹係數(EG)	天然氣膨脹係數。按標準(地表)條件的天然氣量/按礦藏條件(壓力及溫度)的天然氣量



詞語	釋義
EIA	美國能源信息管理局
預期貨幣價值	預期貨幣價值
提高採油率	提高採油率
電動潛油泵	電動潛油泵
經濟最終採收率	經濟最終採收率
預期值	概率分佈均值
F	華氏度
油田開發計劃	油田開發計劃
前端工程設計	前端工程設計
最終投資決定	最終投資決定
地層	地層
浮式生產儲油卸油裝置(FPSO)	浮式生產儲油卸油裝置
自由水面標高	自由水面標高
地層體積係數	地層體積係數
原始天然氣儲量	天然氣原始儲量
GJ	十億(10 ⁹)焦耳
氣油界面	氣油界面
氣油比	氣油比
總岩石體積	總岩石體積
天然氣銷售協議	天然氣銷售協議
天然氣制油(GTL)	天然氣制油
氣水界面	氣水界面
硫化氫	硫化氫
高熱值(HHV)	高熱值
內直徑	內直徑
內部收益率	內部收益率是引致淨現值等於零的貼現率
合資企業(夥伴)	合資企業(夥伴)
水平滲透率	水平滲透率
平方公里	平方公里
水相對滲透率(K _{rw})	水相對滲透率
垂直滲透	垂直滲透
千帕	千帕斯卡(壓力單位)
LIBOR	倫敦銀行同業拆借利率
液化天然氣	液化天然氣
長期債券利率	長期債券利率
m	米
mbgl	地平面下米
MDT	模塊式動態地層測試儀
mD	毫達西(流體滲透率單位)
百萬焦耳	百萬(10 ⁶)焦耳
百萬桶	百萬桶
百萬標準立方英尺(天)	百萬標準立方英尺(每天)



詞語	釋義
百萬儲罐桶	百萬儲罐桶
付款當日價格	付款當日價格(名義貨幣)，與實際貨幣相對
諒解備忘錄	諒解備忘錄
千標準立方英尺	千標準立方英尺
千儲罐桶	千儲罐桶
兆帕	百萬(10 ⁶)帕斯卡(壓力計量)
mss	水平面下米
千儲罐桶每日	千儲罐桶每日
MSV	平均有效體量
mTVDss	實際垂直水平面下米
兆瓦	兆瓦
淨現值	(一系列現金流量的)淨現值
淨毛比	有效厚度與總厚度比率
ODT	油底界面
OGIP	原始天然氣地質儲量
OOIP	原始石油地質儲量
運營支出	運營支出
油水界面	油水界面
P90、P50、P10	分別是90%、50%及10%可能性，所述數量將等於或超過該值。P90、P50及P10數量分別對應探明(1P)、探明+概算(2P)及探明+概算+可能(3P)可信度
壓力增大	壓力增大
PJ	拍(10 ¹⁵)焦耳
成功概率	成功概率
可能儲量	按SPE-PRMS的定義，與規定的不確定性程度有關的、估計的可採收量的一個增量分類。可能儲量是通過地學和工程數據表明其採出的可能性小於可能儲量的遞增儲量。項目的總最終可採量超過探明儲量加上概算儲量加上可能儲量的和(3P)具有低的概率，這相當於高估算量的情況。當採用概率法，實際的採出量等於或超過3P估算量的概率應至少有10%。
概算儲量	按SPE-PRMS的定義，與規定的不確定性程度有關的、估計的可採收量的一個增量類別。概算儲量是其採出的可能性小於探明儲量的遞增儲量，但相比可能儲量其有更多被採出的確定性。實際剩餘的可採量大於或小於探明儲量加上概算儲量(2P)之和是有相同的可能性。因此，當採用概率方法，實際採出量等於或超過2P估算量的概率應至少有50%。
遠景資源	按SPE-PRMS的定義，截至一個給定日期，對未發現的油氣聚集集中潛在可採油氣的估算量。
探明儲量	按SPE-PRMS的定義，與規定的不確定性程度有關的、估計的可採收量的一個增量類別。探明儲量是根據地學和工程資料分析、有足夠確定性、能在某個日期以後、從已知的油氣藏、在確定的經濟條件、作業方法和政府規定等條件下能夠經濟地採出的石油量。如果使用決定性法，有足夠確定性表示對於能夠採出這些量有很高的信心。如果採用概率法，實際採出的量等於或超過估計量的概率至少是90%。常簡寫為1P或「探明的」。



詞語	釋義
產品分成合同(PSC)	產品分成合同
疊前深度偏移	疊前深度偏移
疊前時間偏移	疊前時間偏移
psia	磅／平方英寸(絕對壓力)
p.u.	孔隙度單位，例如20%孔隙度 $\pm$ 2 p.u.等於18%至22%的孔隙度
PVT	壓力、體積及溫度
質量保證／控制	質量保證／控制
rb/stb	標準環境下礦藏儲量桶數／儲罐桶
RFT	重複式地層測試
實際值	實際值(按基準日貨幣)，與付款當日貨幣名義值相對
儲量	儲量是在規定的條件下，從一個給定日期開始，通過對已知的石油聚集實施開發而預期可商業開採的石油量。儲量必須進一步滿足四個標準：已發現的、可開採的、具商業價值的和從既定開發項目實施起截止到評估日期而尚未產出的剩餘量。依據評估的確定性程度，儲量可進一步分類；以項目成熟度，儲量再進一步分級；還可以根據開發及生產狀態對項目進行描述。
RT	按轉盤值或實際值(視乎上下文而定)計量
服務合同	服務合同
標準立方英尺	標準立方英尺(按60華氏度及14.7psia)
含氣飽和度(Sg)	天然氣飽和度
殘餘氣飽和度(Sgr)	殘餘天然氣飽和度
地震參考基準面(SRD)	地震參考基準面
石油工程師學會	石油工程師學會
SPE-PRMS	石油資源管理系統，由石油工程師學會理事會於二零零七年三月批准並由石油工程師學會、美國石油地質學家學會、世界石油理事會及石油評估工程師學會的理事會批註
s.u.	流體飽和度單位，例如80%飽和度 $\pm$ 10 s.u.等於70%至90%的飽和度範圍
儲罐桶(stb)	儲罐桶
STOIIP	儲罐油原始地質儲量
含水飽和度	含水飽和度
技術委員會會議	技術委員會會議
萬億立方英尺	萬億(10^{12})立方英尺
TJ	太(10^{12})焦耳
張力腿平台(TLP)	張力腿平台
TRSSV	油管收回井下安全閥
實際垂直深度(TVD)	實際垂直深度
美元	美元
百萬美元	百萬美元
資本加權平均成本	資本加權平均成本
井口流動壓力	井口流動壓力
開採權益	在規定的財稅條款下，公司在繳納採礦費或減除所欠第三方產量份額前於項目的權益。



詞 語	釋 義
世界石油理事會	世界石油理事會
WTI	西德克薩斯中質原油

1. 責任聲明

本通函乃遵照上市規則的規定提供有關本公司的資料，各董事願共同及個別對本通函承擔全部責任。各董事在作出一切合理查詢後確認，就彼等所深知及確信，本通函所載資料在各主要方面均屬準確完整，且無誤導或欺詐成分，亦並無遺漏其他事項，致使本通函所載任何聲明或本通函產生誤導。

2. 權益披露

(a) 董事及主要行政人員於股份及相關股份中擁有的權益

截至最後實際可行日期，本公司董事及主要行政人員於本公司或其任何相聯法團(定義見證券及期貨條例第XV部)的股份、相關股份及債權證(倘有)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條的規定須登記於本公司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(「標準守則」)須知會本公司及聯交所的權益或淡倉如下：

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

董事名稱	身份／權益性質	持有股份／ 相關股份總數	佔法團權益的 概約百分比
張瑞霖先生	實益擁有人	5,087,000 (L) 附註1	0.17%
	家族權益／ 受控制法團權益	1,626,455,234 (L) 附註3及5	55.35%
	一致行動人士	7,287,000(L) 附註3及5	0.25%
		211,855,234 (S) 附註4及5	7.21%

董事名稱	身份／權益性質	持有股份／ 相關股份總數	佔法團權益的 概約百分比
趙江巍先生	實益擁有人	7,287,000 (L) 附註2	0.25%
	家族權益／ 受控制法團權益	1,626,455,234 (L) 附註3及5	55.35%
	一致行動人士	5,087,000 (L) 附註3及5	0.17%
		211,855,234 (S) 附註4及5	7.21%
梅建平先生	實益擁有人	1,267,933 (L) 附註6	0.04%
Jeffrey Willard Miller 先生	實益擁有人	1,811,333 (L) 附註7	0.06%
Andrew Sherwood Harper先生	實益擁有人	3,441,000 (L) 附註8	0.12%
田洪濤先生	實益擁有人	5,400,000 (L) 附註9	0.18%
陶德賢先生	實益擁有人	4,800,000 (L) 附註10	0.16%

附註：

- (1) 張瑞霖先生於二零一一年九月二十日及二零一四年三月二十一日分別實益擁有100,000股股份以及於本公司向其授予的購股權相關4,987,000股股份中擁有權益。
- (2) 趙江巍先生於二零一一年九月二十日、二零一四年三月二十一日及二零一五年十一月二十日分別實益擁有1,150,000股股份以及於本公司向其授予的購股權及獎勵股份相關6,137,000股股份中擁有權益；
- (3) Champion International Energy Limited、Orient International Energy Limited、Power International Energy Limited及New Sun International Energy Limited各自為Sunrise Glory Holdings Limited的全資附屬公司，而後者則為本公司最終控股公司Far East Energy Limited全資擁有。Far East Energy Limited分別透過Champion International Energy Limited、Orient International Energy Limited、Power International Energy Limited及New Sun International Energy Limited擁有合計1,414,600,000股股份。Far East Energy Limited分別由張瑞霖先生、趙江波女士及趙江巍先生分別持有9.99%、80%及10%權益。
- (4) 於最後實際可行日期，Celestial Energy Limited實益持有211,855,234股股份。根據由Far East Energy Limited、張瑞霖先生、趙江巍先生、趙江波女士及Celestial Energy Limited訂立日期為二零一四年十一月八日的認沽及認購期權協議(「二零一四年期權協議」)項下

- 的條款及條件，(i) Far East Energy Limited授予Celestial Energy Limited一項認沽期權，以出售最多為211,855,234股股份；及(ii) Celestial Energy Limited授予Far East Energy Limited一項認購期權，以購買最多為84,742,094股股份。Far East Energy Limited根據二零一四年期權協議於211,855,234股股份好倉中擁有權益。根據其於二零一四年期權協議交付211,855,234股股份的責任，Celestial Energy Limited於211,855,234股股份淡倉中擁有權益。由於Far East Energy Limited為與Celestial Energy Limited一致行動人士，故其被視作於該相關淡倉中擁有權益。
- (5) 於二零一三年五月二十四日，張瑞霖先生、趙江波女士及趙江巍先生已訂立一份協議，據此彼等各自同意按一致行動原則處理一切需要Far East Energy Limited股東決定之事宜（「該一致行動協議」）。因此，因作為該一致行動協議項下的訂約方，趙江巍先生視作於(a)透過趙江波女士於Far East Energy Limited的控股權益於Far East Energy Limited透過其附屬公司所持有1,414,600,000股股份以及Far East Energy Limited根據二零一四年期權協議持有權益的211,855,234股股份；及(b)張瑞霖先生實益擁有的100,000股股份及本公司向張瑞霖先生授予的購股權相關4,987,000股股份中擁有權益。張瑞霖先生因為趙江波女士的配偶及該一致行動協議的訂約方，故被視作於(a)透過趙江波女士於Far East Energy Limited的控股權益於Far East Energy Limited透過其附屬公司持有1,414,600,000股股份以及Far East Energy Limited根據二零一四年期權協議持有權益的211,855,234股股份；及(b)趙江巍先生實益擁有1,150,000股股份及本公司向張瑞霖先生授予的購股權及獎勵股份相關6,137,000股股份中擁有權益。
- (6) 梅建平先生因本公司於二零一零年十一月二十三日向其授出購股權而擁有1,267,933股相關股份。
- (7) Jeffrey Willard Miller先生因本公司於二零一零年十一月二十三日向其授出購股權而擁有1,811,333股相關股份。
- (8) Andrew Sherwood Harper先生因本公司於二零一一年九月二十日及二零一四年三月二十一日分別向其授出購股權而擁有3,441,000股相關股份。
- (9) 田洪濤先生因本公司於二零一四年三月二十一日及二零一五年十一月二十日分別向其授出購股權及獎勵股份而擁有5,400,000股相關股份。
- (10) 陶德賢先生實益擁有2,400,000股股份，並因本公司於二零一五年十一月二十日向其授出獎勵股份而擁有2,400,000股相關股份。
- (11) 「L」指於股份之好倉；及「S」指於股份之淡倉。

(b) 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或淡倉的人士

於最後實際可行日期，下列人士(本公司董事或主要行政人員除外)於本公司股份及相關股份中擁有須根據證券及期貨條例第336條的規定須登記於該條所指的登記冊內的權益或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及聯交所披露的權益，有關詳情載列如下：

於本公司股份及相關股份的權益及淡倉

股東名稱	權益性質	持有股份數目	佔本公司權益的概約百分比
趙江波女士	受控制法團權益	1,626,455,234 (L) 附註1及2	55.35%
	家族權益	5,087,000(L) 附註3	0.17%
	一致行動人士	7,287,000 (L) 附註3	0.25%
		211,855,234 (S) 附註2	7.21%
Champion International Energy Limited	實益擁有	399,070,000 (L) 附註1	13.58%
Orient International Energy Limited	實益擁有	399,070,000 (L) 附註1	13.58%
Power International Energy Limited	實益擁有	141,460,000 (L) 附註1	4.81%
New Sun International Energy Limited	實益擁有	475,000,000 (L) 附註1	16.16%
Sunrise Glory Holdings Limited	受控制法團權益	1,414,600,000 (L) 附註1	48.14%

股東名稱	權益性質	持有股份數目	佔本公司權益的概約百分比
Far East Energy Limited	實益擁有	211,855,234 (L) 附註2	7.21%
	受控制法團權益	1,414,600,000 (L) 附註1	48.14%
	一致行動人士	12,374,000 (L) 附註4	0.42%
		211,855,234 (S) 附註2	7.21%
Celestial Energy Limited	實益擁有	211,855,234 (L) 附註5	7.21%
		211,855,234 (S) 附註2	7.21%
	一致行動人士	1,426,974,000 (L) 附註6	48.56%
Ho Chi Sing 先生	受控制法團權益	211,855,234 (L) 附註5	7.21%
		211,855,234 (S) 附註2	7.21%
	一致行動人士	1,426,974,000 (L) 附註6	48.56%
Citigroup Inc.	實益擁有	176,978,724(L)	6.02%
		50,199,827(P)	1.71%

附註：

- (1) Champion International Energy Limited、Orient International Energy Limited、Power International Energy Limited及New Sun International Energy Limited各自為Sunrise Glory Holdings Limited的全資附屬公司，而後者則為本公司最終控股公司Far East Energy Limited全資擁有。Far East Energy Limited分別透過Champion International Energy Limited、Orient International Energy Limited、Power International Energy Limited及New Sun International Energy Limited擁有合計1,414,600,000股股份。Far East Energy Limited分別由張瑞霖先生、趙江波女士及趙江巍先生分別持有9.99%、80%及10%權益。趙江波女士透過其於Far East Energy Limited的控股權益視作於Far East Energy Limited透過其附屬公司持有1,414,600,000股股份中擁有權益。
- (2) 根據二零一四年期權協議，(i) Far East Energy Limited授予Celestial Energy Limited一項認沽期權，以出售最多211,855,234股股份；及(ii) Celestial Energy Limited授予Far East Energy Limited一項認購期權，以購買最多84,742,094股股份，並受期權協議的條款及條件所規限。Far East Energy Limited於根據二零一四年期權協議授出的購股權相關211,855,234股

股份的好倉中擁有權益。根據其於二零一四年期權協議交付211,855,234股股份的責任，Celestial Energy Limited於211,855,234股股份淡倉中擁有權益。Far East Energy Limited因為與Celestial Energy Limited一致行動的人士，故其被視作於Celestial Energy Limited的相關淡倉中擁有權益。趙江波女士因其於Far East Energy Limited的控股權益，因此被視作於Celestial Energy Limited的(a)相關好倉211,855,234股股份以及淡倉211,855,234股股份(均由Far East Energy Limited擁有權益)中擁有權益。

- (3) 趙江波女士因為張瑞霖先生的配偶，故被視作於張瑞霖先生持有100,000股股份及張瑞霖先生因分別於二零一一年九月二十日及二零一四年三月二十一日獲本公司向其授予購股權而擁有的4,987,000股相關股份中擁有權益。作為與趙江巍先生訂立該一致行動協議的訂約方，趙江波女士亦於趙江巍先生持有1,150,000股股份以及趙江巍先生透過本公司分別於二零一一年九月二十日、二零一四年三月二十一日及二零一五年十一月二十日向其授予購股權及獎勵股份擁有的6,137,000股相關股份中擁有權益。
- (4) Far East Energy Limited因為與張瑞霖先生及趙江巍先生一致行動的人士，故視作於(a) 100,000股股份以及(因本公司分別於二零一一年九月二十日及二零一四年三月二十一日向張瑞霖先生授予購股權) 4,987,000股相關股份；及(b) 1,150,000股股份以及(因本公司分別於二零一一年九月二十日、二零一四年三月二十一日及二零一五年十一月二十日向趙江巍先生授予購股權及獎勵股份) 6,137,000股相關股份中擁有權益。
- (5) Celestial Energy Limited實益擁有211,855,234股股份。Ho Chi Sing先生為Celestial Energy Limited的唯一股東，因此被視作於Celestial Energy Limited所持股份中擁有權益。
- (6) Celestial Energy Limited因為與Far East Energy Limited一致行動的人士，故視作於Far East Energy Limited所擁有及被視作擁有合計1,426,974股股份及相關股份的好倉中擁有權益。
- (7) 「L」指於股份中的好倉；「S」指於股份中的淡倉；及「P」指於股份中可供借出的股份。

除本節上文所披露者外，於最後實際可行日期，據本公司所知，並無任何其他人士(本公司董事及主要行政人員除外)於本公司股份及相關股份中擁有須根據證券及期貨條例第336條規定須登記於該條所指的登記冊內的權益或淡倉，或根據證券及期貨條例第XV部第2及3分部須向本公司及聯交所披露之股份權益或淡倉。

除本節所披露者外，於最後實際可行日期，概無董事或擬任董事為於一家公司之股份及相關股份中擁有根據證券及期貨條例第XV部第2及3條須予披露權益之董事或僱員。

競爭權益

於最後實際可行日期，概無董事及其各自聯繫人士於構成或可能構成與本公司的業務競爭或與本公司存在任何其他利益衝突而須根據上市規則第8.10條披露(除本公司業務外)的業務中擁有任何權益。

合約權益或安排

於最後實際可行日期，本公司的董事及監事概無於本集團任何成員公司自二零一五年十二月三十一日(即本集團編製最近期刊發經審核賬目的日期)以來收購或出售或租賃或建議收購或出售或租賃任何合約、交易或資產中擁有任何直接或間接權益。

於最後實際可行日期，據董事所知，概無本公司董事及監事於經本公司或其任何附屬公司訂立就本集團業務整體而言屬重大且仍然生效的任何合約或安排中擁有重大權益。

董事的服務合同

於二零零九年十一月二十日，張瑞霖及趙江巍(各為執行董事)各自分別與本公司及本公司全資附屬公司MI Energy Corporation(「MIE」)訂立服務合同，有關服務合同可每年續約，除非(i)由任何一方發出十二個月的提前通知予以終止，或(ii)於出現若干情況時(如董事嚴重違背或反覆違背服務合同)，由本公司或MIE(如適用)予以終止。倘本公司或MIE(如適用)終止服務合同，則張瑞霖及趙江巍將可收取一筆相等於彼等於各自服務合同項下全年基本薪資的遣散費，惟出現上文(ii)項所述情況者例外。

除上文所披露者外，於最後實際可行日期，各董事概無與任何經擴大集團成員公司訂立任何現時仍然有效，並非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，亦不擬訂立此服務合同。

重大不利變動

於最後實際可行日期，董事並無知悉本集團的財務或貿易狀況自二零一五年十二月三十一日(即本公司編製最近期刊發經審核賬目的日期)以來出現任何重大不利變動。

專家及同意

以下為名列本通函或於本通函作出意見或建議的專家的資格：

名稱	資格
RISC Operations Pty Ltd	合資格人士

RISC Operations Pty Ltd為本通函提述的「專家」。

於最後實際可行日期，概無專家持有本集團任何成員公司的任何股權，亦概無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(無論是否可依法強制執行)，亦概無於本集團任何成員公司自二零一五年十二月三十一日(即本集團編製最近期刊發經審核賬目的日期)以來所收購或出售或租賃或擬收購或出售或租賃的任何資產中，擁有直接或間接權益。

各專家已就其函件或報告以及對其名稱的提述按本通函轉載形式及內容發出書面同意書，且迄今尚未就此撤回其書面同意書。

訴訟

於最後實際可行日期，據董事知悉，概無本集團任何成員公司涉及任何重大訴訟、仲裁或申索，且本集團亦無未了結或面臨威脅的任何重大訴訟、仲裁或申索。

重大合約

本集團成員公司於緊接刊發本通函前兩年內訂立以下重大合約(並非於日常業務過程中訂立的合約)：

- (a) 協議；
- (b) 本公司、Palaeontol Cooperatief U.A.及Reach Energy Berhad於二零一六年三月五日訂立之有條件買賣協議，內容有關Palaeontol Cooperatief U.A.自本公司收購Palaeontol B.V.之60%股權，代價約為154,889,000美元(可予調整)；
- (c) 本公司與Acap Limited於二零一五年十二月十一日訂立的結算協議，內容有關本公司向Acap Limited支付未償付終止費約6,830,000美元，該款項乃透過以每股0.95港元的發行價向Acap Limited配發及發行55,718,000股股份結清；
- (d) New Sun International Energy Limited(「**New Sun**」)、本公司及六名機構及個人投資者於二零一五年十月十六日訂立的配售及認購協議，據此(a) New Sun以每股0.90港元的價格向投資者出售合共276,300,000股股份；及(b) New Sun認購及本公司以每股0.90港元的價格發行及配發合共276,300,000股股份；
- (e) Citicorp International Limited(作為受託人)、本公司(作為發行人)、MI Energy Corporation、MIE New Ventures Corporation、Palaeontol Coperatief U.A.、Palaeontol B.V.、Emir-Oil, LLP.、MIE Jurassic Energy Corporation、Asia

Dynamic Energy Corporation、Pan-China Resources Ltd.、Miao Three Energy Limited、Gobi Energy Limited、Riyadh Energy Limited、Asia Oil & Gas (Cayman) Limited及／或Asia Dynamic Energy Trading Corporation(本公司各附屬公司及作為擔保人)訂立日期為二零一四年五月二十九日、二零一四年十一月十二日、二零一五年六月十六日及二零一五年七月十六日的補充契約，內容有關修訂Citicorp International Limited(作為受託人)、本公司(作為發行人)、MI Energy Corporation、MIE New Ventures Corporation、Palaeontol Coperatief U.A.、Palaeontol B.V.、Emir-Oi 1, LLP.、MIE Jurassic Energy Corporation、Asia Dynamic Energy Corporation、Pan-China Resources Ltd.、Asia Power Energy Corporation、Gobi Energy Limited及Riyadh Energy Limited(本公司各附屬公司及作為擔保人)訂立日期為二零一三年二月六日的契約，當中載有本公司發行於二零一八年到期的200,000,000美元6.875厘優先票據的條款；

- (f) 本公司與中油燃氣集團有限公司訂立日期為二零一四年十二月十六日的合作框架協議，內容有關合作開發山西省臨興區塊煤層氣綜合利用項目；
- (g) 本公司與Pacific Energy Development (Asia) Co. Corp.分別於二零一四年九月二十六日訂立的買賣協議、於二零一四年十月十四日訂立的修訂協議、於二零一四年十二月十七日訂立的補充協議及於二零一四年十二月三十一日訂立的第二份修訂協議，內容有關Pacific Energy Development (Asia) Co. Corp.向本公司收購Miao Three Energy Limited的全部已發行股本，應付本公司的代價為21,200,000美元；
- (h) 本公司與香港惠華環球科技有限公司訂立日期為二零一四年八月二十日的買賣協議及日期為二零一四年十一月二十八日的修訂協議，內容有關香港惠華環球科技有限公司向本公司收購Pan-China Resources Ltd的全部已發行股本，應付本公司的代價為83,100,000美元；
- (i) 本公司與Essentia Investments Limited訂立日期為二零一四年九月二十二日的終止協議及日期為二零一四年十一月二十日的修訂協議，內容有關終止本公司授予Essentia Investments Limited與本公司或其聯繫人的共同投資權，該共同投資權利所得為本公司根據Essentia Investments Limited與本公司訂立日期為二零一二年九月十七日的諮詢協議收購Pan-China Resources Ltd的全部已發行股份所收購資產的最多9.9%，該項權利於其獲行使時由本公司或其聯繫人持有，本公司應付代價為3,700,000美元；及

- (j) 本公司與Acap Limited訂立日期為二零一四年九月十六日的終止協議，內容有關終止本公司授予Acap Limited與本公司或其聯繫人的共同投資權，該共同投資權所得為Palaeontol B.V.根據BMB Munai, Inc.、Palaeontol B.V.及本公司訂立的日期為二零一一年二月十四日的參股權益購買協議收購Emir-Oil全部已發行參股權所收購資產及Emir-Oil據此獲授貸款的最多9.9%，該項權利於其獲行使時由本公司或其聯繫人持有，本公司應付的代價為11,900,000美元。

其他資料

- (a) 本公司註冊辦事處位於P.O. Box 309, Ugland House, Grand Cayman KY1-1104, Cayman Islands，本公司總辦事處位於中國北京朝陽區慧忠路5號遠大中心C座1501室(郵編100101)以及香港主要營業地點位於香港皇后大道東183號合和中心54樓。
- (b) 本公司之香港股份過戶登記分處為卓佳證券登記有限公司，地址為香港皇后大道東183號合和中心22樓。
- (c) 本公司的公司秘書為黃秀美女士。黃女士其為香港特許秘書公會及特許秘書及行政人員公會的會員。
- (d) 本通函之中英文版本如有任何歧異，概以英文本為準。

備查文件

由本通函日期起計十四日期間內週工作日(不包括公眾假期)的一般辦公時間內，在本公司的香港主要營業地點香港皇后大道東183號合和中心54樓可查閱以下文件：

- (a) 本公司組織章程大綱及細則；
- (b) 本公司截至二零一四年及二零一五年十二月三十一日止兩個財政年度各年的年報；
- (c) 本附錄「董事的服務合同」一段所述的合同；
- (d) 本附錄「重大合約」一段所述的合約；

- (e) 合資格人士編製的合資格人士報告，其全文載於本通函附錄二；
- (f) 本附錄「專家及同意」一段所述的合資格人士書面同意書；
- (g) 本公司日期為二零一六年五月二十六日有關出售本公司一間間接全資附屬公司60%股權的通函；及
- (h) 本通函。



MIE HOLDINGS CORPORATION
MI 能源控股有限公司

(於開曼群島註冊成立之有限公司)

(股份代號：1555)

股東特別大會通告

茲通告MI能源控股有限公司(「本公司」)謹訂於二零一六年六月二十日(星期一)緊隨本公司有關出售Palaeontol B. V.之60%股權的股東特別大會結束後假座香港金鐘道95號統一中心十樓統一會議中心會議廳三舉行股東特別大會(「股東特別大會」)，以考慮及酌情通過下列決議案(無論有否修訂)：

普通決議案

「動議：

- (a) 謹此批准及確認本公司及買方於二零一六年四月二十六日訂立之買賣協議(「協議」)(其註有「A」字樣之副本已提呈股東特別大會並經由股東特別大會主席簽署以資識別)及其條款及條件，以及據此擬進行之交易及其落實；及
- (b) 批准、追認及確認授權任何一位董事(或不時獲本公司董事會授權的任何其他人士)在其全權認為屬必要、合宜、適宜或恰當的情況下，代表本公司(其中包括)簽署、蓋章、簽立、完成、履行及交付所有有關協議、文據、文件及契據，以及作出一切有關行動、事宜及事情，並採取一切有關步驟以落實及執行協議及其項下擬進行的交易，以及所有附帶、

股東特別大會通告

連帶或有關事項(包括就購銷協議或其項下擬進行的交易協定及作出任何修訂、修改、豁免、變更或延期)。」

承董事會命
MI能源控股有限公司
主席
張瑞霖

香港，二零一六年五月二十六日

附註：

- (1) 根據香港聯合交易所有限公司證券上市規則(「上市規則」)，大會上的所有決議案將以投票方式進行表決，投票結果將根據上市規則在香港交易及結算所有限公司及本公司之網站刊登。
- (2) 凡有權出席上述大會及於會上投票之任何本公司股東，均有權委任多名代表代其出席及於以投票方式進行表決的情況下代其投票。受委代表毋須為本公司股東。
- (3) 代表委任表格連同經簽署之授權書或其他授權文件(如有)，或該等授權書或授權文件之核證本，最遲須於大會或其任何續會指定舉行時間四十八小時前送達本公司之香港股份過戶登記分處卓佳證券登記有限公司，地址為香港皇后大道東183號合和中心22樓，方為有效。交回代表委任表格後，本公司股東仍可親身出席大會及於會上投票，而在此情況下，委任代表文據將被視作已撤回論。
- (4) 就任何本公司股份之聯名登記持有人而言，任何一名該等持有人均可於大會就該等股份親身或由受委代表代其表決，猶如彼為唯一有權表決者；惟倘超過一名有關聯名持有人親身或由受委代表代其出席大會，則只有本公司股東名冊內就該等股份排名首位之出席股東方有權就該等股份表決。
- (5) 為確定出席大會及於會上投票之資格，本公司將於二零一六年六月十六日(星期四)至二零一六年六月二十日(星期一)(包括首尾兩天)，暫停辦理股份過戶登記手續。為符合資格出席大會及於會上投票，所有過戶表格連同有關股票必須於二零一六年六月十五日(星期三)下午四時三十分前交回本公司之香港股份過戶登記分處卓佳證券登記有限公司，地址為香港皇后大道東183號合和中心22樓。

於本通告日期，董事會包括(1)執行董事張瑞霖先生、趙江巍先生、Andrew Sherwood Harper先生、陶德賢先生及田洪濤先生；(2)非執行董事謝娜女士；及(3)獨立非執行董事梅建平先生、Jeffrey W. Miller先生及郭燕軍先生。