

對
亞美能源控股有限公司
位於
中華人民共和國
山西省
潘莊及馬必區塊
若干煤層氣資產
之權益
截至**2014年12月31日**
之
儲量及未來收益
以及未經風險評估
後備與推測資源量
之估計

基於亞美能源控股有限公司
所訂明之
上調價格及成本參數

根據
香港聯合交易所有限公司
證券上市規則
編製



CHAIRMAN & CEO	EXECUTIVE COMMITTEE
C.H. (SCOTT) REES III	P. SCOTT FROST
PRESIDENT & COO	J. CARTER HENSON, JR.
DANNY D. SIMMONS	DAN PAUL SMITH
EXECUTIVE VP	JOSEPH J. SPELLMAN
G. LANCE BINDER	

尊敬的鄒先生：

遵照閣下之要求，我們已對亞美能源控股有限公司（「亞美」）位於中華人民共和國山西省潘莊及馬必區塊若干煤層氣（煤層氣）資產之權益於截至2014年12月31日之證實、概略及可能天然氣儲量及未來收益進行估計。我們亦已按照要求對亞美於該等煤層氣資產之權益於截至2014年12月31日之未經風險評估後備與推測天然氣資源量進行估計。我們已於本函件日期或前後完成評估。

本報告乃採用亞美規定之上調價格及成本參數（如本函件其後段落所討論者）而編製。我們已進行勘探、評估及開發經濟分析，以估計產品分成合同所述亞美與其中方政府夥伴之間對於各區塊之成本回收、礦產權及產品分成。就馬必區塊而言，亞美的中國政府合夥人為中國石油天然氣股份有限公司（中石油）及就潘莊區塊而言，為中聯煤層氣有限責任公司（中聯煤層氣）。該等區塊已獲進行儲量及後備資源量及推測資源量的定性風險評估。

本報告已根據香港聯合交易所有限公司證券上市相關規則及規例（香港聯交所規則）編製，包括但不限於第18章及附錄25。根據香港聯交所規則，本報告不包括後備資源量或推測資源量的經濟分析結果；然而，該等資源量的經濟可行性乃以相關產品分成合同模式測試以釐定後備及推測資源量的總量及淨額。

本報告內之估計乃按照石油工程師學會（SPE）批准之2007年石油資源管理制度（PRMS）所載之釋義及指引而編製。如2007年石油資源管理制度所載，石油積集區按商業可能性遞減之順序分類為儲量、後備資源量或推測資源量。不同分類之石油積集區有不同程度之技術及商業性風險，難以量化；因此，除非廣泛考慮該等因素，否則儲量、後備資源量及推測資源量不應被合併。根據附錄25，本報告所示儲量及資源量乃經支持分析及計及亞美向Netherlands, Sewell & Associates, Inc. (NSAI)所提供資料證實。釋義於緊隨本函件之後呈列。釋義之後為資格證書及本報告採用之縮略詞列表。

儲量

儲量指自指定日期起於指定條件下通過實施開發項目自己知積集區預計可進行商業開採之石油量。儲量必須為已發現、可採、具商業性及根據將實施的規劃開發項目於截至評估日期的剩



餘量。證實儲量為通過分析工程及地質數據可合理肯定可作商業開採之油氣量；概略及可能儲量為回採機會較證實儲量低的額外儲量。

我們對亞美於潘莊及馬必區塊權益於截至2014年12月31日之證實及概略天然氣儲量及未來淨收益作出估計如下：

區塊／類別	天然氣儲量		未來淨收益 (百萬美元)			
	(十億立方英尺)		除所得稅前		除所得稅後	
	總量 (100%)	淨量	總計	按10% 計算之 淨現值	總計	按10% 計算之 淨現值
潘莊						
證實已開發生產	62.1	47.5	487.3	358.8	409.6	306.8
證實未開發	45.8	34.8	218.6	89.9	191.9	76.8
證實(1P)	107.9	82.3	705.8	448.6	601.5	383.7
概略	109.3	82.6	923.8	475.9	723.0	369.9
證實+概略(2P)	217.3	164.9	1,629.6	924.5	1,324.5	753.5
馬必						
證實已開發生產	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
證實未開發	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
證實(1P)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
概略	690.1	459.8	4,700.4	1,221.1	3,802.8	967.5
證實+概略(2P)	690.1	459.8	4,700.4	1,221.1	3,802.8	967.5
合計						
證實已開發生產	62.1	47.5	487.3	358.8	409.6	306.8
證實未開發	45.8	34.8	218.6	89.9	191.9	76.8
證實(1P)	107.9	82.3	705.8	448.6	601.5	383.7
概略	799.4	542.4	5,624.2	1,697.0	4,525.8	1,337.4
證實+概略(2P)	907.4	624.7	6,330.0	2,145.6	5,127.3	1,721.0

總數可能因四捨五入而未為和值。

天然氣量基於標準溫度及壓力以十億立方英尺(BCF)列值。天然氣總儲量為就燃料及冷縮作出調整前各產品分成合同應佔儲量之100%。天然氣淨儲量為根據各產品分成合同之條款及就燃料及冷縮作出調整後亞美應佔之份額。就本報告而言，亞美應佔之產量及現金流量乃指淨產量及淨收益；於產品分成合同內，淨產量及淨收益指公司所得。本報告所載之貨幣價值以美元(\$)、千美元(M\$)或百萬美元(MM\$)表述。

本報告所示儲量估計為證實已開發生產、證實未開發、概略及可能儲量。我們研究顯示此時該等資產並無證實已開發未生產儲量。儘管於馬必區塊設立天然氣生產設施，亞美尚未開始大量天然氣銷售；因此，馬必區塊並無已估計證實儲量。儲量分類表達相對確定程度；儲量次級分類乃以開發及生產狀況為基準。本報告所載之儲量及未來收益之估計並無就風險作出調整。



根據香港聯交所規則，可能儲量必須單獨列示且不併入任何其他儲量資料。就本報告而言，可能儲量乃按已證實加概略加可能(3P)與2P儲量間差額計算，因產品分成合同條款僅適用淨儲量及未來收益淨額總體計算。我們估計截至2014年12月31日亞美於潘莊及馬必區塊擁有權益的可能天然氣儲量為：

區塊	可能天然氣儲量(BCF)	
	總量(100%)	淨量
潘莊	134.5	100.3
馬必	1,544.3	928.7
總計	1,678.8	1,028.9

總數可能因四捨五入而未為和值。

本報告所載公司儲備總收益為亞美應佔有關資產總(100%)收益之份額(經扣除礦區使用費)。未來淨收益為根據產品分成合同收取之收益；該收益已計及成本回收，並已扣除增值稅、資本成本及經營開支。中華人民共和國財政部(財政部)於2007年就煤層氣產量實現的收益頒佈增值稅退稅；是項退稅已於該經濟模型內當作增值稅豁免。未來淨收益於扣除所得稅前後呈列。所得稅估計乃根據中華人民共和國稅務部門所提供之預期潘莊及馬必區塊徵稅方法編製。未來淨收益按10%之年度比率折讓，以釐定其淨現值，而列示淨現值乃為說明時間對貨幣價值之影響。本報告內呈列之未來淨收益不論經折讓與否，均不應被解釋為該等資產之公平市值。

後備資源量

後備資源量指截至指定日期估計從已知積集區潛在可採之石油量，但其中由於一個或多個或然情況，所實行之項目被認為成熟程度並未足以作商業發展。本報告所載列與薄煤層有關的後備資源量乃因開發可實現未來生產率及生產量足以維持相關非連續層段的經濟可行性的完井技術而屬後備。本報告所列示的所有後備資源量乃因取得顯示相關生產率及生產量的其他數據足以維持經濟可行性而屬後備。倘或然情況得到順利解決，本報告所估計之部分後備資源量會被重新分類為儲量；我們的估計並無作出風險評估以計及相關或然情況不能得到順利解決的可能性。此報告並不包括後備資源量的經濟分析；然而，根據各產品分成合同已作出經濟分析以確定產量。

我們估計截至2014年12月31日亞美應佔潘莊及馬必區塊權益的未經風險評估後備天然氣資源量為：

區塊／類別	未經風險評估後備天然氣資源量 (十億立方英尺)	
	總量(100%)	淨量
潘莊		
低估計量(1C)	5.0	3.8
最佳估計量(2C)	11.4	8.6
高估計量(3C)	16.3	12.4



區塊／類別	未經風險評估後備天然氣資源量 (十億立方英尺)	
	總量(100%)	淨量
馬必		
低估計量(1C)	190.2	127.5
最佳估計量(2C)	393.9	261.5
高估計量(3C)	625.7	410.7
總計		
低估計量(1C)	195.2	131.3
最佳估計量(2C)	405.2	270.1
高估計量(3C)	642.0	423.1

總數可能因四捨五入而未為和值。

後備天然氣資源總量為就燃料及冷縮作出調整前各產品分成合同應佔後備資源量的100%。後備天然氣資源淨量為根據各產品分成合同的條款及就燃料及冷縮作出調整後亞美應佔之份額。

本報告所示後備資源量採用確定性方法進行估計。一旦順利處理或然情況，實際回採的後備資源量將等於或超過估計數量的概率一般推斷如下：就低估計量而言為90%，就最佳估計量而言為50%，就高估計量而言為10%。

本報告所載後備資源量估計並無就開發風險作出調整。與該等後備資源量相關之開發風險包括(1)未能制定與該等後備儲量有關之煤炭商業開發的有效完井方案；及(2)由於該等煤炭不能於合理期限內脫水，因而存在不會達到天然氣商業量之風險。風險評估乃倚賴評估機構的經驗及判斷之高度主觀過程，且有待根據所獲得的進一步數據或詮釋而修改。

推測資源量

推測資源量指截至指定日期通過應用未來開發項目估計自未發現積集區或可採之石油量。本報告所載所有推測資源量均位於馬必區塊。據了解，已知該項目區內可能存在大量煤炭；然而，在我們缺乏充足含氣量及煤炭滲透性數據的情況下，該項目區的多個部分被視為未發現的煤層氣開發機遇，而相關天然氣量則分類為推測資源量而非後備資源量。本報告並不包括推測資源量的經濟分析；然而，推測資源量的經濟可行性乃以馬必產品分成合同模式測試以釐定推測資源量的總量及淨額。

我們估計截至2014年12月31日亞美應佔馬必區塊權益的未經風險評估推測天然氣資源量為：

類別	未經風險評估推測天然氣資源量 (十億立方英尺)	
	總量(100%)	淨量
低估計量	21.5	14.4
最佳估計量	78.3	52.2
高估計量	122.4	81.4

推測天然氣資源總量為就燃料及冷縮作出調整前馬必產品分成合同應佔推測資源量的100%。根據產品分成合同的條款及就燃料及冷縮作出調整後，推測天然氣資源淨量為亞美應佔的份額。



本報告所示推測資源量採用確定性方法進行估計，並取決於正進行的煤層氣發現工作。倘發現煤層氣並進行開發，可採量等於或超過未經風險評估之估計數量之概率一般推斷如下：就低估計量而言為90%，就最佳估計量而言為50%，就高估計量而言為10%。

煤層氣推測量的未經風險評估推測資源量乃假設發現並進行開發及以原地資源量估計範圍為基準，為可採天然氣量之估計範圍。推測資源量之地質風險在於成功發現大量潛在可移動石油之可能性；此風險分析乃獨立於石油量評估。就煤層氣推測而言，主要地質風險因素包括煤炭數量、含氣量及煤炭滲透性。煤層氣推測資源量之開發風險應包括考慮進行評估的整個區域是否能夠並將進行開發；由於岩石及含氣量更大面積延伸、厚度多變性以及生產特性多變，此要素一般為煤層氣積集區所獨有。就煤層氣推測而言，主要開發風險因素為評估面積之氣藏質量、商業開發該面積所需的技術開發及應用、在合理期間內對氣藏減壓的能力、項目商業條件(金融、營銷、法律、社會及政府因素)及合理預期開發該面積之承擔。風險評估乃倚賴評估機構的經驗及判斷之高度主觀過程，且有待根據所獲得的進一步數據或詮釋而修改。

據悉於本報告所討論及列示之推測資源量為儲量或後備資源量以外估計的高度推測性資源量，其地質及地球物理數據表明發現生產煤層氣之可能性，但不足以證明該資源量可分類為儲量或後備資源量。本報告所示未經風險評估推測天然氣資源量指在發現及開發該等推測資源後能合理預期可回採之數量範圍。

經濟參數

我們編製本報告時按要求使用亞美指定之天然氣價格參數，該等參數將使2017年之前的實際價格大幅增長。該等價格與該地區其他價格預測一致，並考慮將營銷安排與向液化天然氣廠、壓縮天然氣站及管道輸氣結合。價格預測乃包括財政部於2007年4月20日提供之每立方米天然氣人民幣0.20元之補貼。為編製本報告，該補貼乃按2014年12月31日的匯率人民幣6.207元兌1美元換算成每千立方英尺天然氣0.912美元。於計及財政部補貼前，亞美於2013年及2014年平均收取的價格為每千立方英尺6.80美元及7.98美元。本報告所採用天然氣價格及上調參數列示於下表：

截至所示日期止期間	天然氣價格(美元/千立方英尺)					
	潘莊區塊			馬必區塊		
	補貼前	補貼	所收價格	補貼前	補貼	所收價格
12-31-2015	8.302	0.912	9.215	7.800	0.912	8.713
12-31-2016	8.485	0.912	9.397	7.983	0.912	8.895
12-31-2017	9.401	0.912	10.313	9.401	0.912	10.313
12-31-2018	10.416	0.912	11.329	10.416	0.912	11.329
12-31-2019	11.541	0.912	12.454	11.541	0.912	12.454
12-31-2020	12.788	0.912	13.700	12.788	0.912	13.700
12-31-2021	13.248	0.912	14.160	13.248	0.912	14.160
12-31-2022	13.725	0.912	14.637	13.725	0.912	14.637
12-31-2023	14.219	0.912	15.131	14.219	0.912	15.131

其後在每年1月1日上調3.6%。



本報告所用經營成本乃以亞美經營開支記錄為基準，與我們對類似煤層氣業務所知情況一致。該等成本包括氣井層面及區塊層面成本以及企業經常開支成本。氣井層面經營成本已分為單井成本及每單位生產成本。根據亞美之額外區塊及集氣設施內部方案計入亞美之估計區塊層面開支、經常開支及一般行政開支；該等成本包括亞美對企業發展作出之估計增長，並自氣井成本獨立制訂標準，故該等成本不影響個別氣井之經濟效益。區塊層面成本保持不變直至區塊層面的天然氣產量達到峰值，然後著時間的推移因產量下降而逐步減少。所有經營成本乃於2015年12月31日保持一致且於產品分成合同剩餘年期內在每年1月1日遞增3.6%。

本報告所用資本成本由亞美提供，乃基於現時鑽探合約及亞美之未來設施擴大內部估算。資本成本按新開發井、生產設備、天然氣壓縮、管理設施以及天然氣採集設施之需要計算。根據我們對未來開發方案之理解、我們獲提供之記錄審核及我們對類似資產之了解，我們認為該等估計資本成本合理。我們預期亞美2015年及2016年工作計劃將使資本成本較經營成本得到更好的成本控制；因此，資本成本乃於2016年12月31日保持一致且在每年1月1日截至支出日期遞增3.6%。

根據各產品分成合同，作業者在完成各項煤層氣業務後，在合理可行情況下，將根據相關規則及法規平整、復原或復墾經營地盤的土地至產品分成合同開始前的狀態。倘亞美放棄任何區塊的生產，中國政府合夥人可選擇按參與權益比例與亞美分擔放棄成本或以作業者身份繼續生產並就任何未來放棄成本彌償亞美。根據編製本報告時所採用之經濟假設，該等區塊將於各產品分成合同年期以後繼續以實惠成本生產；因此，我們的估算並無計入有關租約及鑽井設備之殘值或棄用該等資產之成本。

一般資料

如目錄所述，本報告包括按儲量類別劃分的儲量及收入預測概要。本報告總體概覽一節載有潘莊及馬必區塊一般資料之技術討論連同位置圖及地層剖面圖。本報告各區塊章節載有區塊討論連同相關地圖、圖表、表格和按儲量類別劃分的儲量及收益預測概要。亦包括一份附錄，當中載有歷史儲量、淨現值及後備儲量的比較數字。

本報告並無載入可能歸於已估計未開發儲量地區以外未開發面積的權益的任何價值。NSAI技術人員於2008年及2011年走訪亞美的潘莊區塊及於2013年走訪亞美的馬必區塊。就本報告而言，我們認為不必對該等資產進行額外的現場檢查，我們亦無重新檢查機器運作或油氣井及設施的狀況。我們並無調查與該等資產有關之潛在環保責任；因此，我們的估計並無計及任何因該等潛在責任而產生之成本。

本報告內所列示之儲量、後備資源量及推測資源量僅為估計值，不應被理解為準確數量。估計數字或因市場狀況、未來經營活動、規例變動或實際氣藏情況而增減。估計數字乃根據若干假設作出，包括但不限於該等資產將依照目前開發計劃開發，該等資產將按審慎方式營運，不會頒佈影響權益擁有人回採儲量能力之政府規例或管制措施，以及我們的未來生產預測證實與



實際表現一致。倘儲量得以回採，所得收益及相關成本可能高於或低於估計金額。由於政府政策及供需關係不明朗，銷售率、所收取價格及所產生成本可能與編製本報告時所作之假設有不同。

就本報告而言，我們所使用之技術及經濟數據包括(但不限於)煤炭資產、含氣量及綜合數據、鑽井日誌、地質圖、岩芯數據、生產數據、歷史價格及成本資料以及產品分成合同。本報告內之儲量、後備資源量及推測資源量採用確定性方法進行估計；該等估計乃根據由石油工程師學會頒佈之石油及天然氣儲量估計及審核之相關標準(「SPE標準」)所載普遍認可之石油工程及估值原則而編製。我們採用標準工程及地質法，或綜合我們認為對根據2007年石油資源管理制度釋義及指引分級、分類及估計數量而言屬適當及必要之方法(包括表現分析、儲量分析及類比)。本報告所示後備資源量及推測資源量以及部分儲量位於未開發地區；該等儲量乃基於氣藏儲量之估計及回採效率連同具有類似地質及氣藏特性之類比。就石油及天然氣估計之各方面而言，有關工程及地質數據之詮釋存在內在不確定性；因此，我們作出的結論必定僅為知情專業判斷。

我們估計時使用之數據乃來自亞美、公開數據資料及NSAI之非機密檔案，並獲接納為準確。支持性工程數據已在我們辦事處備案。該等資產之合同權利並未獲獨立確認。儘管在編製本報告所用若干資料由亞美提供，惟本報告仍屬獨立意見。根據亞美所提供資料，包括各區塊產品分成合同之副本，負責本報告之合資格人士可證明亞美有權勘探、開採或勘探並開採相關儲量。

我們獲亞美聘用，負責就石油工程、地質、地球物理、岩石物理或資產估值工作提供諮詢意見。就此而言，亞美對NSAI、控制NSAI之人士、其聘用之各僱員及各顧問或訂約人可能因從事顧問工作或編製該等評估或因亞美或任何其他方對有關評估加以依賴而產生之一切損失、申索、損害、開支或債務共同及個別作出賠償，並保障其免遭影響。亞美不會就因NSAI之重大疏忽或故意失職而產生之損失、申索、損害、開支或債務作出賠償。

資格

NSAI從事德克薩斯專業工程師學會(註冊編號F-2699)所界定之石油工程諮詢服務。我們提供一系列有關地質、地球物理、岩石物理及工程之全面服務，我們具備在世界任何石油及天然氣生產領域提供該等服務的技術專業知識及能力。我們的員工熟悉經確認之行業儲量及資源定義，尤其是由美國證券交易委員會、阿爾伯達省證券事務監察委員會、石油工程師學會、石油評估工程師學會、世界石油大會及美國石油地質師學會發佈者。

負責編製本報告所呈列估計之技術人員，符合SPE標準所載有關資格、獨立性、客觀性及機密之規定及香港聯交所規則所列規定。我們為獨立石油工程師、地質學家、地球物理學家及岩石物理學家；我們並無在該等資產中擁有權益，且並非臨時受聘。我們並非亞美旗下任何集團或控股公司或聯營公司之職員或擬任職員。此外，我們的員工或聯繫人概無擁有亞美、中聯煤層氣或中石油之股份或權益。

NSAI已編製數以千計之獨立技術報告，其客戶包括小型私營石油天然氣公司、大型獨立石油天然氣公司、國營石油天然氣公司、金融機構及投資者。NSAI為該等資產提供實地特性及儲量評



估，範圍自勘探及早期鑒定鑽井領域至全面開發油氣田。我們的員工在全球有關複雜結構、地層油氣田及非常規氣藏(如壓裂基底、致密氣及煤層氣)之地質學及岩石物理學方面擁有豐富經驗。

我們的氣藏工程經驗包括儲量計算、氣藏模擬、物料衡算、生產分析、氣井測試分析、井眼流入／流出模型、概率模型、液體分析及經濟估計。我們員工亦不乏擅長於油氣田運作、設施規劃與設計及鑽井方面之工程師。NSAI根據行業標準及其他適用之規管條文採用內部專用經濟學軟件，配合其他行業標準軟件，以估計未來生產率、未來淨收益及相關未來淨收益之淨現值。

本評估由Nathan C. Shahan先生及John G. Hattner先生牽頭進行。Shahan先生為達拉斯辦事處(地址為2100 Ross Avenue, Suite 2200, Dallas, Texas 75201)之副總裁。彼於石油行業擁有逾12年經驗，並在NSAI任職逾7年。彼為德克薩斯州註冊專業工程師(德克薩斯註冊編號102389)，並為石油工程師學會之成員。Shahan先生在加拿大、中國、印尼、英國及美國擁有逾8年煤層氣方面之工作經驗，另在加拿大、中國、印尼及美國擁有致密氣及強化石油回採方面之經驗。

Hattner先生為NSAI之高級副總裁及達拉斯辦事處(地址為2100 Ross Avenue, Suite 2200, Dallas, Texas 75201)之團隊管理者。彼於石油行業擁有逾34年經驗，並在NSAI任職逾22年。彼為德克薩斯州註冊專業地球物理學家(德克薩斯註冊編號559)、美國石油地質學家協會之認可石油地質學家及地球物理學家、地球物理學勘探協會之成員。Hattner先生於煤層氣評估方面擁有逾20年之豐富經驗，曾評估位於澳洲、博茨瓦納、加拿大、中國、印度、印尼、以色列、墨西哥、波蘭、瑞士、英國及美國之多項煤層氣資產。

此 致

中國
北京市
朝陽區東三環北路8號
亮馬河大廈辦公樓A座17樓1701室
亞美能源控股有限公司
郵編：100004
Steve Zou先生 台照

[編纂]

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

德克薩斯註冊工程公司F-2699

/s/C.H. (Scott) Rees III

簽署人：

C.H. (Scott) Rees III, P.E.

主席兼行政總裁

/s/Nathan C. Shahan

簽署人：

Nathan C. Shahan, P.E. 102389

副總裁

/s/John G. Hattner

簽署人：

John G. Hattner, P.G. 559

高級副總裁

簽署日期：2015年3月25日

簽署日期：2015年3月25日

NCS:JDH

請知 閣下正審閱由Netherlands, Sewell & Associates, Inc. (NSAI)所提供為方便我們客戶的數字文件。數字文件大致與NSAI所存置原簽署文件相同。數字文件受原文件所示參數、限制及條件規限。倘數字文件及原文件有任何差異，原文件應控制及取代數字文件。



石油儲量及資源分類及定義

摘錄自石油工程師學會董事會於2007年3月批准之
石油資源管理制度

本文件所載之內容摘錄自石油工程師學會石油與天然氣儲量委員會所編製、並由世界石油大會、美國石油地質學家學會及石油估值工程師學會審閱及聯合發起之釋義及指引。

前言

石油資源為於地殼上或其內自然產生的烴之估計數量。資源評估估計已知及尚未發現之積集區數量；資源量評估專注於通過商業項目可回採及可買賣之資源量；石油資源管理制度為於綜合分類架構內估計石油量、評估開發項目及提交結果提供前後一致之方法。

該等釋義及指引乃為國際石油行業(包括國家申報及規管披露代理)提供共同參考及支持石油項目及組合管理規定而設，並擬提升全球有關石油資源之互相溝通的清晰度。預期將提供行業教育計劃及應用指引作為補充，以應用於廣泛的技術及/或商業範疇。

使用者及代理可靈活使用該等釋義及指引，以配合其特殊所需；然而，對本文所載指引之任何修訂應清楚識別。本文件所載釋義及指引不得解釋為對任何現有監管申報規定之詮釋或應用作出任何修訂。

1.0 基本原則及釋義

石油資源量之估計涉及對本身不明確的資源量及價值的詮釋。有關數量與不同設計及執行階段之開發項目相關。使用一致分類系統可提升按照預測生產情況及回採進行的項目、項目組別及整體公司組合間之比較。此制度須考慮能影響項目的經濟可行性、生產年期及相關現金流量之科技及商業因素。

1.1 石油資源分類架構

石油指一種由氣態、液態或固態烴組成之自然產生混合物。石油亦可能含有非烴類，其一般指二氧化碳、氮、硫化氫及硫。在若干罕見情況下，非烴類含量可達50%以上。

本文件所用詞語「資源」意指包括於地殼上或地殼內自然產生、已發現及未發現(可開採及不可開採)之所有石油量並加上已生產之數量。此外，其包括所有現時被視為「常規」或「非常規」的石油類型。

圖1-1為石油工程師學會/世界石油大會/美國石油地質學家學會/石油估值工程師學會資源分類制度之圖示。該制度界定主要可採資源類別：產量、儲量、後備資源量及推測資源量，以及不可採之石油。

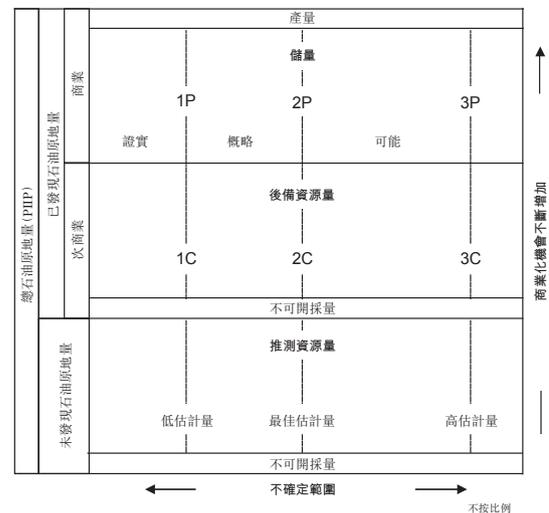


圖1-1：資源量分類架構

「不確定範圍」反映通過項目可自積集區開採之估



石油儲量及資源分類及定義

摘錄自石油工程師學會董事會於2007年3月批准之
石油資源管理制度

計數量之範圍，而縱軸指「商業化機會」，即項目將得以開發及達到商業生產狀況之機會。下列定義適用於資源分類內之主要分部：

總石油原地量指估計於自然產生的積集區原始存在之石油量，其包括於截至指定日期估計在生產前於已知積集區內包含之石油量，加上於積集區內尚待發現之估計量(相當於「總資源量」)。

已發現石油原地量指於截至指定日期估計在生產前於已知積集區內包含之石油量。

產量指於指定日期可採之累計石油量。於估計所有可回採資源及按銷售產品規格計量產量時，亦計量原始產(出售加上未出售)量，並須輔助按氣藏虧空率之工程分析(見3.2節產量計量)。

多樣開發項目可應用於各已知積集區，而各項目將回採石油原地量之估計部分。該等項目將分為商業及次商業，而估計可採量則分別分類為儲量及後備資源量，定義見下文。

儲量指自指定日期起於指定條件下通過實施開發項目自已知積集區預計可進行商業開採之石油量。儲量須進一步符合四個標準：即必須為已發現、可採、具商業性及根據所實施開發項目於截至評估日期的剩餘量。儲量乃根據有關估計之確定程度進一步細分，並可根據項目成熟情況再分類及／或按開發及生產狀況定性。

後備資源量指截至指定日期起估計自已知積集區將可能開採之石油量，但所實施項目由於一項或多項或然因素而被視為成熟程度不足以用於商業開發。後備資源量包括(例如)當前無可行市場，或商業回採依賴發展中技術，或積集區評估不足以清晰評估商業化之項目。後備資源量根據與估計有關之確定程度進一步細分，並可根據項目成熟情況再分類及／或按經濟狀況定性。

未發現石油原地量指截至指定日期估計於積集區內包含的尚待發現石油量。

推測資源量指截至指定日期估計通過實施未來開發項目自未發現積集區可能開採之石油量。推測資源量具有發現之相關機會及開發機會。推測資源量根據與可開採估計(假設為發現及開發)有關之確定程度進一步細分，並可根據項目成熟情況再分類。

不可開採量指截至指定日期估計不可通過未來開發項目開採之該部分已發現或未發現石油原地量。隨著商業情況變動或技術發展，該等數量部分可於日後成為可採；剩餘部分由於液體與氣藏岩地下相互作用產生之物理／化學限制，則可能永遠不可能開採。

估計最終可採量不是資源類別，但為可應用於任何積集區或任何一組積集區(已發現或未發現)之詞語，以界定截至指定日期估計根據既定技術及商業條件可能開採之石油量，加上已生產之數量(可開採資源總量)。



石油儲量及資源分類及定義

摘錄自石油工程師學會董事會於2007年3月批准之
石油資源管理制度

1.2 以項目為基礎之資源評估

資源評估程序包括識別一個或多個與石油積集區有關之回採項目、估計石油原地量、估計各項目可回採之部分原地量，以及根據其成熟狀況或商業化機會將項目分類。

通過檢測用於評估可開採資源淨量之主要數據來源可進一步闡明以項目為基礎之分類系統之概念(見圖1-2)，如下所述：

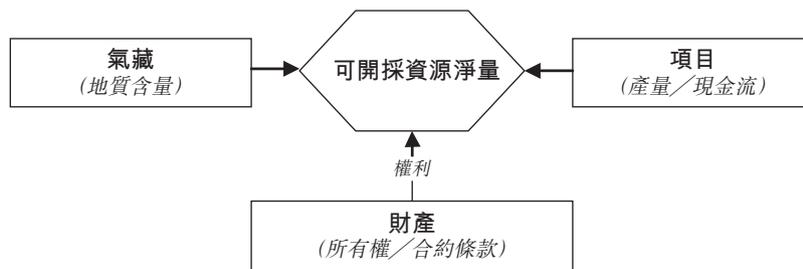


圖1-2：資源量評估數據來源

- 氣藏(積集區)：關鍵特性包括石油原地量之類型及數量及影響石油開採之井液及岩石特性。
- 項目：每個適用於特定氣藏開發之項目均制訂獨有生產及現金流量計劃。有關計劃受制於項目的技術、經濟或合同限制，其時間整合將決定每個項目之估計可回採資源及未來相關淨現金流量預測。估計最終回採量與總石油原地量之比率決定開發項目之最終回採效率。項目可按不同成熟水平及階段界定；其可能包括一個或多個油氣井及相關生產及加工設施。一個項目可開發多個氣藏，或多個項目可使用一個氣藏。
- 財產(租賃或特許地區)：每項資產可能有獨有的相關合同權利及責任(包括財政條款)。有關資料規定各參與者應佔的產量(權益)及應佔各回採項目及其所使用氣藏之投資、開支及收益。一項資產可包含多個氣藏，或一個氣藏可包括多項不同資產。一項資產可包括已發現及未發現積集區。

就此數據關係的內容而言，「項目」為於該資源分類中主要考慮之元素，及可開採資源淨量為來自各個項目之增加數量。項目代表石油積集區與決策過程間之聯系。例如，項目可構成開發單一氣藏或油田，或為生產中的油田增加開發，或綜合開發共同擁有的多個油田及相關設施。一般而言，單獨項目代表是否進行有關項目的決策層面(如投入更多資金)，而該項目是否應有估計可開採量之相關範圍。

石油積集區或潛在積集區可能涉及若干處於不同勘探或開發階段之獨立及不同項目。因此，積集區可能同時擁有多個資源類別之可開採量。

為分配任何類別之可開採資源量，我們須界定開發計劃為由一個或多個項目組成。即使就推測資源量而言，估計可回採量須以來自開發計劃(假設發現及商業開發順利)之銷售產品列示。鑒於在這早期階段涉及的主要不確定因素，開發計劃將不會如較成熟階段所預期的詳細。在大多數情況下，開採效率大致依據類似項目。使用現時或合理預測技術改良而不能訂定可行項目之原地量乃分類為不可採。

並非所有技術上可行之開發計劃均可作商業化開發。開發項目之商業可行性取決於對於項目活動進行期間將存在之預測條件(見3.1節商業評估)。「條件」包括技術、經濟、法律、環境、社



石油儲量及資源分類及定義

摘錄自石油工程師學會董事會於2007年3月批准之
石油資源管理制度

會及政府因素。經濟因素可概述為預測成本及產品價格，而相關影響則包括(但不限於)市況、交通及加工基建、財政條款及稅項。

估計資源量為一個項目可生產之資源量，而資源量乃根據銷售點或輸油監測點的交貨規格計量(見3.2.1節參考點)。自評估日期起至生產中止期間的累計產量為餘下可開採量。相關年度淨現金流量之總和乃估計未來淨收益。當現金流量以既定折現率及期間折現時，折現現金流量之總和稱為項目之淨現值(見3.0節評估及報告指引)。

評估所採用之支持數據、分析程序及假設應以文字方式詳細記錄，以讓獨立評值師或核數師清楚理解可開採量之估計及分類以及其分級基準。

2.0 分類及大致分類指引

2.1 資源分類

基本分類規定設立石油發現之標準，及在其後設立已知積集區內的商業與次商業項目間(繼而儲量與後備資源量間)的差別。

2.1.1 確定發現狀況

發現為一處石油積集區或若干石油積集區之統稱，就此，一個或多個探井已透過測試、抽樣及／或記錄大量潛在可移取烴類之存在予以建立。

於本文中，「大量」指有證據證明有充足石油量，以表示須估計油井所顯示之原地量及評估進行經濟開採之潛力。於已發現(已知)積集區內之估計可開採量初步分類為後備資源量，以待確定具有足夠商業開發機會後將所有或部分重新分類為儲量。倘烴類原地量已獲確認但被認為現時不可採，而倘為了適當的資源管理，可分類為已發現但不可開採；隨著商業情況轉變或技術發展，部分資源量於日後或有可能成為可回採資源量。

2.1.2 確定商業性

倘實體聲稱資源具有商業性並堅決進行開發，而其意向乃基於下列所有標準，則已發現可採量(後備資源量)或會被視為可進行商業生產，並繼而列作儲量：

- 為支持開發之合理時間表之證明。
- 有關發展項目之未來經濟情況之合理評估符合既定投資及作業標準。
- 對所有或至少支持開發之預期所需銷量之市場有合理預期。
- 證明取得或將獲提供所需生產及運輸設施。
- 證明法律、合同、環境及其他社會及經濟因素將允許實施所評估之回採項目。

項目必須充分確定以表明其具商業可行性，方能納入儲量級別。實體必須合理預期將會取得一切所需內部及外部批准，並有證據證明其堅決在合理時限內進行開發。開展開發項目的合理時限取決於特定情況及因項目範疇而變更。雖然建議標準為五年，惟倘(例如)經濟項目開發由於(其中包括)市場相關原因或為切合合同或策略目標而被生產商選擇延期，則可能需要更長時限。於所有情況下，應將資源列作儲量之正當理由清楚地整理成文件。



石油儲量及資源分類及定義

摘錄自石油工程師學會董事會於2007年3月批准之
石油資源管理制度

實體必須高度把握實際生產或結構測試所證明之氣藏具商業性生產能力，方能納入儲量級別。於若干情況下，可按油井記錄及／或岩芯分析基準確定儲量，而油井記錄及／或岩芯分析顯示目標氣藏為含烴，並與相同地區正在生產或已顯示有能力從結構測試進行生產之氣藏類似。

2.2 資源分類

資源分類(圖1.1)之橫軸界定與某項目相關之可採或潛在可採石油量估計之不確定因素範圍。該等估計包括如下技術及商業不確定因素：

- 保留在積集區內的總石油量(原地資源量)。
- 通過實施一項或多項界定發展項目可以回採之部分石油原地量。
- 可能影響回採及出售量之商業條件變化(例如市場供應狀況、合同變動)。

倘存在商業不確定因素，以致出現重大風險而不能進行整個項目(如最初所界定)，則建議設立一個獨立項目，並分類為具有適當機會作商業化的後備資源量。

2.2.1 不確定因素範圍

可採及／或潛在可採資源量之不確定因素範圍可按確定性情況或按概率分佈表示(見4.2節確定性及概率性方法)。

倘以概率分佈表示不確定因素範圍，須提供低估計量、最佳估計量及高估計量，使：

- 實際回採量將等於或超過低估計量的概率應至少為90%(P90)。
- 實際回採量將等於或超過最佳估計量的概率應至少為50%(P50)。
- 實際回採量將等於或超過高估計量的概率應至少為10%(P10)。

使用確定性情況之方法時，通常亦應提供低估計量、最佳估計量及高估計量，而有關估計乃採用一致詮釋指引及按照相對不確定因素之定性評估取得。根據確定性增加(以風險為基礎)法，各級不確定因素之數量乃分別及獨立地進行估計(見2.2.2節類別定義及指引)。

該等描述不確定因素之相同方法可應用於儲量、後備資源量及推測資源量。雖然次商業及未發現積集區可能存在不會達致商業化生產之重大風險，惟獨立於該風險外而考慮潛在可採量範圍或考慮有關資源量將被分配的資源類別亦具用處。

2.2.2 類別定義及指引

評估師可採用確定性增加(以風險為基準)法、確定性情況(累計)法或概率性方法評估可採資源量及按不確定因素將結果大致分類(見第2.5章「2001年補充指引」)。在多數情況下會混合上述方法進行。

採用統一術語(圖1.1)有助清晰傳達評估結果。就儲量而言，一般累計性詞彙低估計量／最佳估計量／高估計量分別表示為1P／2P／3P。相關增加數量乃稱為證實、概略及可能。儲量為完整資源分類系統的一部分，必須於完整資源分類系統的文義理解。雖然儲量有特定建議之分類標準，但於多數情況下，在儲量達致發現及／或開發標準後，儲量可同樣適用於後備及推測資源量。



石油儲量及資源分類及定義

摘錄自石油工程師學會董事會於2007年3月批准之
石油資源管理制度

就後備資源量而言，一般累計性詞彙低估計量／最佳估計量／高估計量分別表示為1C／2C／3C。就推測資源量而言，一般累計性詞彙低估計量／最佳估計量／高估計量仍然適用。界乎後備資源量與推測資源量之間的增加數量並無界定專有詞彙。

若無新增技術資料，當有充分條件將一個項目由後備資源量重新分類至儲量時，技術上可採資源量的分佈及其分類界線毋須作出變動。就對項目分類及將各項目所開採的估計資源量大致分類時，所有評估須使用統一的預測條件，包括假定的未來成本及價格(見3.1節商業評估)。

根據顯示確定性增加的附加數據及更新的詮釋，部分可能儲量及概略儲量可能重新分類列為概略儲量及證實儲量。

表達資源估計量的不確定因素的最佳方法是報告一系列可能得出的結果。然而，如須報告具代表性的結果，「最佳估計量」被視為可回採資源量的最實際評估。使用確定性情況或概率性評估方法時，最佳估計量通常被視為相當於證實估計量及概略估計量(2P)的總和。應留意，根據確定性增加(以風險為基礎)法，各個類別分別進行估計，若無適當考慮其相關風險，不可綜合估計(見第2.5章「2001年補充指引」)。

表1：可採資源的類別及次類別

類別／次類別	釋義	指引
儲量	儲量指自指定日期起於指定條件下通過實施開發項目自己知積集區預計可進行商業開採之石油量。	<p>儲量須符合四個標準：必須為已發現、可採、具商業性及根據所實施開發項目的剩餘量。儲量根據與估計有關的確定程度進一步細分，並可根據項目成熟情況再分類及／或按開發及生產狀況定性。</p> <p>項目必須獲充分確定以表明其具商業可行性，方能納入儲量級別。實體必須可合理預期將會取得一切所需內部及外部批准，並有證據證明其堅決在合理時限內進行開發。</p> <p>開展開發項目的合理時限取決於特定情況及因項目範疇而變更。雖然建議標準為五年，惟倘例如經濟項目開發由於(其中包括)市場相關原因或為切合合同或策略目標而被生產商選擇延期則可能需要更長時限。於所有情況下，應將資源列作儲量的正當理由清楚地整理成文件。</p> <p>實體必須高度把握實際生產或結構測試所證明之氣藏具商業性生產能力，方能納入儲量級別。於若干情況下，可按油井記錄及／或岩芯分析基準確定儲量，而油井記錄及／或岩芯分析顯示目標氣藏為含煙，並與相同地區正在生產或已顯示有能力從結構測試進行生產之氣藏類似。</p>
生產中	開發項目當時正在生產及於市場銷售石油。	<p>主要標準為有關項目正在自銷售獲得收入，而並非正在完成經批准的開發項目。此時，該項目的「商業化機會」被視為100%。</p> <p>該項目的「決策關卡」乃指開展該項目的商業化生產的決定。</p>



石油儲量及資源分類及定義

摘錄自石油工程師學會董事會於2007年3月批准之
石油資源管理制度

類別／次類別	釋義	指引
批准開發	獲得所有所需批准、撥出營運資金及正在實施開發項目。	<p>於此時，必須確定開發項目正在進行。該項目不得受任何或然情況(如尚未取得監管批准或銷售合同)所影響。申報實體的本年度或下年度經批准預算內必須包括預測資本開支。</p> <p>該項目的「決策關卡」乃指開始投資於興建生產設施及／或鑽探開發油井的決定。</p>
適合開發	倘報告時存在合理的預測商業條件，並合理預期將獲得一切所需批准／合同，實施開發項目乃屬適當。	<p>為進入此項目的成熟階段，並因此達致與此相關的儲量，根據申報實體假定的未來價格、成本等(「預測情況」)及有關項目的具體情況，該開發項目於報告時須具有商業可行性。倘能證明堅決在合理時限內進行開發，將足以顯示該項目具備商業性。開發項目所載資料應足以支持其商業性評估，並合理預期在項目實施前可取得任何所需的監管批准或銷售合同。除該等批准／合同外，並不存在任何可能阻礙開發項目於合理時限內進行的已知或然情況(見儲量類別)。</p> <p>該項目的「決策關卡」乃指申報實體及其夥伴(如有)決定該項目已達致技術及商業成熟程度，適合於此時進行開發。</p>
後備資源量	截至指定日期估計將通過實施開展項目自己知積集區可能開採的石油量，但因一項或多項或然情況現時被認為不具有商業開採價值。	後備資源量包括(例如)當前無可行市場，或商業回採依賴發展中技術，或積集區評估不足以清晰評估商業化之項目。後備資源量根據與估計有關之確定程度進一步細分，並可根據項目成熟情況再分類及／或按經濟狀況定性。
待開發	持續進行項目活動的已發現積集區，以證明於可預見將來適合進行商業化開發。	<p>通過目前正持續進行的進一步數據收集(例如鑽孔、地震數據)及／或評估，以確定該項目在商業上具可行性及提供選擇合適開發計劃基準，該項目會被視為具備合理潛力可最終作商業開發用途。關鍵的或然情況已獲確定及合理預期可於合理時限內解決。謹請注意，不符合期望的評值／評估結果可能導致該項目被重新分類為「擱置」或「不可行」狀況。</p> <p>該項目的「決策關卡」乃指進一步收集數據及／或進行研究以推動項目達致技術及商業成熟程度的決定，從而可決定進行開發及生產。</p>
未明確是否開發或擱置開發	已發現積集區，項目活動已遭擱置及／或可作商業開發的證實活動可能須大幅押後。	<p>該項目被視為具備潛力可最終作商業開發用途，但進一步評值／評估活動現被擱置，以待消除該項目的重大外部或然情況，或須大量進行進一步評值／評估活動以闡明最終商業開發潛力。開發可能受重大時間延誤。謹請注意，環境的變動(例如不再可合理預期於可預見將來可以消除某項重大或然情況)可導致該項目被重新分類為「不可行」狀況。</p> <p>該項目的「決策關卡」乃指進行額外估值以闡明最終商業開發潛力或暫停或延遲進行進一步活動以待解決外部或然情況的決定。</p>



石油儲量及資源分類及定義

摘錄自石油工程師學會董事會於2007年3月批准之
石油資源管理制度

類別／次類別	釋義	指引
不可行開發	由於生產潛力有限以致現時並無計劃開發或收集額外數據的已發現積集區。	該項目於報告時被視為不具最終商業開發潛力，惟已記錄理論上可採資源量，倘未來在技術或商業條件有重大變動，將會確認潛在機會。 該項目的「決策關卡」乃指於可預見將來不再收集進一步數據或不再對該項目進行研究的決定。
推測資源量	截至指定日期估計自未發現積集區可能開採的石油量。	潛在積集區按發現機會及(假設被發現)根據既定開發項目將可採的估計資源量進行評估。此等開發計劃缺乏大量細節，並較倚重勘探初期的類似開發。
預期項目	獲充分界定為可行鑽探目標的潛在積集區相關項目。	項目活動專注評估發現機會及(假設被發現)根據商業開發計劃可採的潛在資源量範圍。
潛在預期項目	現時未獲充分界定及需要收集更多數據及／或評估，以分類為預期項目的潛在積集區相關項目。	項目活動專注於確認該潛在預期項目是否能升級為預期項目而進行的收集額外數據及／或實施進一步評估。該等評估包括評估發現機會及(假設被發現)根據可行開發情況的潛在可回採範圍。
待定項目	具有潛力成為預期項目的項目，但須收集額外數據及／或評估以界定特定潛在預期項目或預期項目。	項目活動專注於為界定特定潛在預期項目或預期項目而收集額外數據及／或實施進一步評估，以獲取發現機會及(假設被發現)根據假定開發情況的潛在回採範圍的更詳細分析。

表2：儲量狀況釋義及指引

狀況	釋義	指引
已開發儲量	已開發儲量乃將自現有油氣井及設施回採的預計資源量。	儲量僅於已安裝所需設備或當工程成本僅佔油氣井成本相對小部分時方被視為已開發。倘無法獲得所需設備，可能有必要將已開發儲量重新分類為未開發儲量。已開發儲量可能進一步細分為生產儲量或未生產儲量。
已開發生產儲量	已開發生產儲量乃自估計時已開啟及正在生產的完井層段中預期回採的資源量。	提升回採儲量僅於提升回採量項目投入運作後方被視為投產。
已開發未生產儲量	已開發未生產儲量包括關井儲量及管下儲量。	關井儲量預期將自(1)估計時已開啟但尚未開始生產的完井層段，(2)因市況或管道連接而關閉的油氣井，或(3)由於機械原因無法生產的油井回採。預期管外儲量將自現有油氣井分佈地區回採，而這將需要於開始生產前進行額外完井工程或日後重新完井。 於所有情況下，開始生產或恢復生產的支出較鑽探新井的成本相對為低。



石油儲量及資源分類及定義

摘錄自石油工程師學會董事會於2007年3月批准之
石油資源管理制度

狀況	釋義	指引
未開發儲量	未開發儲量為通過未來投資預期將可回採的資源量：	(1)來自已知積集區內未鑽探面積的新油氣井， (2)來自加深現有油氣井至不同(但已知)氣藏， (3)來自將增加回採量的加密油氣井，或(4)倘(a)重新完成現有油氣井或(b)為初次或提升回採量項目安裝生產或運輸設施而需要相對龐大開支(例如與鑽探新油氣井的成本相比)。

表3：儲量分類釋義及指引

類別	釋義	指引
證實儲量	證實儲量為自指定日期起通過分析地質及工程數據確定經濟狀況、營運方法及政府監管能合理的石油量。	<p>倘使用確定性方法，合理確定一詞乃表示極具信心可以回採有關的數量。倘使用概率性方法，則實際回採量將會等於或超過估計量的概率最少為90%。</p> <p>被視為證實氣藏的地區包括(1)鑽探劃定及液體界面界定(如有)的地區，及(2)根據可獲得地質及工程數據可合理判斷為可持續可進行商業化生產的氣藏附近未鑽探部分。</p> <p>在缺乏井液界面數據的情況下，氣藏的證實資源量由油井滲透所見的最高已知煙而限定，除非確定性地質、工程或表現數據另有指明，則作別論。該等確定性資料可包括壓力梯度分析及地震指標。單憑地震數據不足以界定證實儲量的井液界面(見第8章「2001年補充指引」)。</p> <p>倘出現下列情況，未開發地段的儲量可能被分類為證實：</p> <ul style="list-style-type: none"> 有關地段位於可合理確定地判斷為可作商業化生產的氣藏內未鑽探地區。 可得地質及工程數據的詮釋合理確定地顯示目標地層與已鑽探證實地段呈橫向延伸。 <p>就證實儲量而言，應用於該等氣藏的回採效率須根據類似及聲波工程判斷(考慮證實地區及已實施開發計劃的特性)所支持的可能性範圍界定。</p>
概略儲量	概略儲量乃地質及工程數據分析顯示可回採機會較證實儲量為低，但較可能儲量為高的額外儲量。	<p>實際餘下資源量將多於或少於估計證實加概略儲量(2P)的總和的可能性均等。於本文內，倘採用概率性方法，實際回採資源量將會等於或超過2P估計量的概率最少為50%。</p> <p>倘數據控制或可得數據的詮釋相對不確定，則概略儲量可劃分至鄰近證實儲量的氣藏區域。詮釋氣藏的連續性可能不符合合理確定標準。</p> <p>概略儲量亦包括與項目回採效率超出假定證實儲量回採效率相關的增採量。</p>



石油儲量及資源分類及定義

摘錄自石油工程師學會董事會於2007年3月批准之
石油資源管理制度

類別	釋義	指引
可能儲量	可能儲量為地質及工程數據分析顯示可採機會較概略儲量為低的額外儲量。	<p>自該項目最終回採的總資源量超過證實加概略加可能儲量(3P)的總和的可能性不大，3P相等於高估計量情況。倘採用概率性方法，實際回採量將會等於或超過3P估計量的概率最少為10%。</p> <p>倘數據控制及可得數據的詮釋相對不確定，可能儲量可劃分至一個鄰近概略儲量的氣藏區域。通常，此等區域可能為地質及工程數據均無法清楚界定該區域與某特定項目的氣藏進行商業化生產的垂直氣藏界限的區域。</p> <p>可能儲量的估計亦包括與項目回採效率超出假定概略儲量回採效率相關的增採量。</p>
概略及可能儲量	(有關概略儲量及可能儲量的獨立標準，請見上文)	<p>2P和3P估計可根據氣藏內的合理替代技術及商業詮釋及/或已清楚記錄的主題項目而作出，包括與類似成功項目的結果比較。</p> <p>在常規積集區內，概略及/或可能儲量可劃分至地質及工程數據確定相同積集區內氣藏的直接鄰近部分，該等部分通過微小斷層或其他地質不連續情況而與證實儲量區相隔，並未被井眼鑽穿但被詮釋為與已知(證實)氣藏相通。概略或可能儲量可劃分至在結構上高於證實儲量區的區域。可能(及在若干情形下，概略)儲量可劃分至在結構上低於鄰近證實儲量或2P區域的區域。</p> <p>在進行把儲量劃分至因重大、有可能封閉的斷層而被隔離的鄰近氣藏時，在其被鑽穿並評估為可作商業化生產前應謹慎行事。在該等情況下劃分儲量的理由應以文件清楚記錄。儲量不應劃分至因非生產性氣藏(即缺乏氣藏、在結構上低的氣藏或測試結果不利)而被明顯與已知積集區分隔的地區；該等地區可能藏有推測資源量。</p> <p>在常規積集區內，倘鑽井已確定最高已知石油高位及可能存在相關天然氣上限，僅在根據所記載工程分析可合理確定該等地區最初乃高於起泡點壓力時，證實石油儲量方可劃分至氣藏結構較高的地區。未達到此確定性的氣藏地區可根據氣藏井液特性及壓力梯度分析劃分為概略及可能石油及/或天然氣儲量。</p>

2007年石油資源管理制度全文載於網址
<http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/prms.htm>.



資格證書

本人(Nathan C. Shahan)為德克薩斯州的持牌專業工程師(德克薩斯執照編號102389)，地址為2100 Ross Avenue, Suite 2200, Dallas, Texas 75201，謹此證明：

本人為Netherland, Sewell & Associates, Inc.的僱員，該公司編製了亞美能源控股有限公司若干煤層氣資產的詳細分析。此評估的生效日為2014年12月31日。

本人並無擁有且預期不會收取亞美能源有限公司或其聯屬公司證券的任何直接或間接權益。本人獨立於亞美能源有限公司、其董事、其高級管理層及其顧問，符合香港聯合交易所有限公司證券上市規則第18.22條之規定。

本人曾就讀Texas A&M University，於2007年畢業，並取得石油工程學的工程碩士學位；於2002年畢業時取得石油工程學的理科學士學位。本人為美國德克薩斯州的持牌專業工程師，而本人於石油工程研究及評估方面擁有逾12年經驗。

/s/Nathan C. Shahan

簽署人：

Nathan C. Shahan, P.E.

副總裁

德克薩斯執照編號102389

2015年3月25日

德克薩斯州達拉斯

請知 閣下正審閱由Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI)所提供為方便我們客戶的數字文件。數字文件大致與NSAI所存置原簽署文件相同。數字文件受原文件所示參數、限制及條件規限。倘數字文件及原文件有任何差異，原文件應控制及取代數字文件。



資格證書

本人(John G. Hattner)為德克薩斯州的持牌專業地球物理學家(德克薩斯執照編號559)，地址為2100 Ross Avenue, Suite 2200, Dallas, Texas 75201，謹此證明：

本人為Netherland, Sewell & Associates, Inc.的僱員，該公司編製了亞美能源控股有限公司若干煤層氣資產的詳細分析。此評估的生效日為2014年12月31日。

本人並無擁有且預期不會收取亞美能源有限公司或其聯屬公司證券的任何直接或間接權益。本人獨立於亞美能源有限公司、其董事、其高級管理層及其顧問，符合香港聯合交易所有限公司證券上市規則第18.22條之規定。

本人曾就讀加利福尼亞州Saint Mary's College，於1989年畢業，並取得商業管理碩士學位；本人曾就讀Florida State University，於1980年畢業，並取得地質海洋學的理科學士學位；本人曾就讀University of Miami，於1976年畢業，並取得地質學的理科學士學位。本人為美國德克薩斯州的持牌專業地球物理學家，而本人於地質及地球物理研究及評估方面擁有逾34年經驗。

/s/John G. Hattner

簽署人：

John G. Hattner, P.G.
高級副總裁
德克薩斯執照編號559

2015年3月25日
德克薩斯州達拉斯

請知 閣下正審閱由Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI)所提供為方便我們客戶的數字文件。數字文件大致與NSAI所存置原簽署文件相同。數字文件受原文件所示參數、限制及條件規限。倘數字文件及原文件有任何差異，原文件應控制及取代數字文件。



縮略詞

\$	美元
1C	後備資源量的低估計量情況
2C	後備資源量的最佳估計量情況
3C	後備資源量的高估計量情況
1P	證實
2P	證實加概略
3P	證實加概略加可能
A	單井的排水面積
亞美	亞美能源控股有限公司
AIT	除所得稅後
BCF	十億立方英尺
BIT	除所得稅前
CBM	煤層氣
cc/g	克立方厘米
CNG	壓縮天然氣
中聯煤層氣	中聯煤層氣有限責任公司
D	煤炭密度
EUR	估計最終回採量
g/cc	克/立方厘米
G _c	含氣量
h	煤淨厚度
ha	公頃
ha-m	公頃一米
km	公里
km ²	平方公里
M	米
m ³	立方米
M\$	千美元
MM\$	百萬美元
MCF	千立方英尺
MCFD	千立方英尺/天
MLD	多分支水平
MMCF	百萬立方英尺
MMCFD	百萬立方英尺/天
財政部	中華人民共和國財政部
MPa	兆帕



縮略詞

國家發改委	國家發展和改革委員會
NPV	淨現值
NSAI	Netherland, Sewell & Associates, Inc.
ODP	總體開發方案
OGIP	原始天然氣地質含量
P	氣藏壓力
P _L	朗繆爾壓力
PDW	叢式井
中石油	中國石油天然氣股份有限公司
PRMS	石油資源管理制度
PSC	產品分成合同
psi	磅／平方英吋
RMB	人民幣
香港聯交所規則	香港聯合交易所有限公司證券上市規則
SLH	單分支水平井
SPE	石油工程師學會
SPE 標準	石油工程師學會頒佈的油氣儲量信息評估與審核準則
美國	美國
V _L	朗繆爾容積
VAT	增值稅



目錄表

儲量及收益預測概要

證實已開發生產儲量	I
證實未開發儲量	II
證實(1P)儲量	III
概略儲量	IV
證實+概略(2P)儲量	V

總覽

技術討論	
概覽	1-1
資產	1-1
地質	1-2
評估方法	1-2
原始天然氣地質含量及最終回採量	1-3
天然氣營銷	1-3
經營及資本成本	1-4
石油分類	1-5
儲量	1-5
後備資源量	1-7
推測資源量	1-8

圖

一般位置圖	1-1
區塊位置圖	1-2
地層柱圖	1-3

潘莊區塊

技術討論	
概覽	2-1
地質及氣藏特性	2-1
氣藏特性	2-1
含氣量	2-2
煤炭密度	2-2
生產情況	2-3
財政條款	2-3
經營成本	2-4
資本成本及開發時間	2-4
石油分類	2-5
估計最終回採量	2-6
儲量	2-7
後備資源量	2-7
推測資源量	2-8
項目風險分析	2-8



目錄表

潘莊區塊(續)

圖

地圖

底圖 2-1

煤層3

淨煤等厚線 2-2

深度結構 2-3

覆蓋層厚度 2-4

煤層15

淨煤等厚線 2-5

深度結構 2-6

覆蓋層厚度 2-7

曲線圖

高度對壓力 2-8

含氣量對壓力

煤層3 2-9

煤層15 2-10

天然氣淨儲量摘要圖 2-11

後備天然氣淨儲量概要圖 2-12

典型生產情況

多分支水平井—煤層3 2-13

多分支水平井—煤層15 2-14

單分支水平井—煤層3 2-15

單分支水平井—煤層15 2-16

叢式井—煤層3及15 2-17

叢式井—薄煤層 2-18

成本收回及生產分配流程圖 2-19

預測儲量及收益概要

證實已開發生產儲量 2-20

證實未開發儲量 2-21

證實(1P)儲量 2-22

概略儲量 2-23

證實+概略(2P)儲量 2-24

可能儲量預測概要 2-25

風險評估

儲量 2-26

後備資源量 2-27

馬必區塊

技術討論

概覽 3-1

地質及氣藏特性 3-1

煤炭密度 3-2

生產情況 3-2

財政條款 3-2

經營成本 3-3

資本成本及開發時間 3-4

石油分類 3-5

估計最終回採量 3-6

儲量 3-8

後備資源量 3-8



目錄表

馬必區塊(續)

推測資源量	3-9
項目風險分析	3-9
圖	
地圖	
底圖	3-1
煤層2	
淨煤等厚線	3-2
覆蓋層厚度	3-3
煤層3	
淨煤等厚線	3-4
深度結構	3-5
覆蓋層厚度	3-6
基層3至頂層15之間之薄煤層	
淨煤等厚線	3-7
煤層15	
淨煤等厚線	3-8
深度結構	3-9
覆蓋層厚度	3-10
曲線圖	
海拔高度與氣壓	
原試點區域	3-11
西北象限	3-12
含氣量與氣壓	
煤層3，東南象限	3-13
煤層3，東北象限	3-14
煤層3，馬必區塊一半即西部	3-15
煤層15，馬必區塊一半即東部	3-16
煤層15，馬必區塊一半即西部	3-17
天然氣淨儲量摘要圖	3-18
後備天然氣淨資源量摘要圖	3-19
典型生產情況	
叢式井	
煤層2	3-20
煤層3	3-21
煤層15	3-22
薄煤層	3-23
成本收回及生產分配流程圖	3-24
證實+概略(2P)預測概要	3-25
可能儲量預測概要	3-26
風險評估	
儲量	3-27
後備資源量	3-28
推測資源量	3-29

附錄

歷史儲量與淨現值估算的比較	A-1
歷史後備資源量估算的比較	A-2

截至所示日期止期間	總氣量 (十億立方英尺)	淨氣量 (十億立方英尺)	公司總收益 ⁽¹⁾ (百萬美元)	礦區使用費 (百萬美元)	增值稅 (百萬美元)	投資淨額 (百萬美元)	營運開支淨額 (百萬美元)	除所得稅前		除所得稅後	
								總計	按10%計算之 累淨現值	總計	按10%計算之 累淨現值
12-31-2015	15.0	11.6	106.9	0.0	0.0	0.0	4.4	102.5	97.7	80.3	76.5
12-31-2016	12.4	9.4	88.6	0.0	0.0	0.0	4.3	84.2	170.8	71.5	139.1
12-31-2017	9.2	7.0	72.3	0.0	0.0	0.0	3.9	68.4	224.7	57.3	184.7
12-31-2018	6.9	5.2	59.1	0.0	0.0	0.0	3.5	55.6	264.5	49.1	223.4
12-31-2019	5.1	3.9	48.3	0.0	0.0	0.0	3.2	45.1	293.9	40.1	251.2
12-31-2020	3.8	2.9	39.6	0.0	0.0	0.0	3.0	36.6	315.6	32.0	270.6
12-31-2021	2.8	2.2	30.5	0.0	0.0	0.0	2.8	27.7	330.5	24.9	284.7
12-31-2022	2.1	1.6	23.6	0.0	0.0	0.0	2.7	20.8	340.7	19.3	295.0
12-31-2023	1.6	1.2	18.2	0.0	0.0	0.0	2.7	15.5	347.6	12.6	300.1
12-31-2024	1.2	0.9	14.0	0.0	0.0	0.0	2.5	11.5	352.2	9.0	303.4
12-31-2025	0.9	0.7	10.7	0.0	0.0	0.0	2.3	8.4	355.3	6.3	305.3
12-31-2026	0.6	0.5	8.2	0.0	0.0	0.0	2.2	6.0	357.3	4.4	306.5
12-31-2027	0.5	0.4	6.4	0.0	0.0	0.0	2.2	4.1	358.6	3.0	307.2
12-31-2028	0.1	0.1	1.2	0.0	0.0	0.0	0.5	0.7	358.8	-0.2	306.8
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	358.8	0.0	306.8
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	358.8	0.0	306.8
12-31-2031	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	358.8	0.0	306.8
12-31-2032	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	358.8	0.0	306.8
12-31-2033	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	358.8	0.0	306.8
12-31-2034	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	358.8	0.0	306.8
12-31-2035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	358.8	0.0	306.8
12-31-2036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	358.8	0.0	306.8
總計	62.1	47.5	527.5	0.0	0.0	0.0	40.3	487.3	358.8	409.6	306.8
累計產量	32.6										
最終	94.7										

淨現值(百萬美元)

折現率(%)	除所得稅前	除所得稅後
8	378.7	323.8
15	317.5	271.5
20	285.3	243.7
25	259.5	221.3
30	238.5	203.0

基於亞美價格及成本參數

⁽¹⁾ 扣減礦區使用費後所示公司總收入。

⁽²⁾ 所列示的未來淨收益不應視作該等財產的公平市值。

註 此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

截至所示日期止期間	總氣量 (十億立方英尺)	淨氣量 (十億立方英尺)	公司總收益 ⁽¹⁾ (百萬美元)	礦區使用費 (百萬美元)	增值稅 (百萬美元)	投資淨額 (百萬美元)	營運開支淨額 (百萬美元)	除所得稅前		除所得稅後	
								總計	按10%計算之 累計淨現值	總計	按10%計算之 累計淨現值
12-31-2015	0.3	0.2	1.9	0.0	0.0	43.4	9.7	(51.1)	(48.7)	(40.0)	(38.2)
12-31-2016	1.4	1.1	10.3	0.0	0.0	32.2	10.6	(32.6)	(77.0)	(27.7)	(62.7)
12-31-2017	5.0	3.8	38.9	0.0	0.0	38.8	11.4	(11.3)	(85.9)	(9.5)	(70.6)
12-31-2018	8.2	6.3	70.8	0.0	0.0	0.0	13.2	57.7	(44.6)	50.9	(37.6)
12-31-2019	7.8	5.9	73.8	0.0	0.0	0.0	14.2	59.6	(5.8)	52.9	(4.9)
12-31-2020	6.1	4.7	63.9	0.0	0.0	0.0	12.8	51.1	24.5	44.6	21.0
12-31-2021	4.7	3.6	50.3	0.0	0.0	0.0	10.8	39.5	45.8	35.5	39.4
12-31-2022	3.6	2.7	39.6	0.0	0.0	0.0	9.0	30.6	60.7	28.4	52.6
12-31-2023	2.7	2.1	31.3	0.0	0.0	0.0	7.7	23.6	71.2	19.1	61.5
12-31-2024	2.1	1.6	24.8	0.0	0.0	0.0	6.7	18.1	78.5	14.3	67.6
12-31-2025	1.6	1.2	19.8	0.0	0.0	0.0	5.9	13.9	83.6	10.5	71.9
12-31-2026	1.2	0.9	15.7	0.0	0.0	0.0	5.2	10.4	87.1	7.6	74.7
12-31-2027	0.9	0.7	12.3	0.0	0.0	0.0	4.6	7.7	89.5	5.6	76.6
12-31-2028	0.2	0.1	2.4	0.0	0.0	0.0	1.0	1.4	89.9	(0.4)	76.8
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.9	0.0	76.8
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.9	0.0	76.8
12-31-2031	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.9	0.0	76.8
12-31-2032	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.9	0.0	76.8
12-31-2033	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.9	0.0	76.8
12-31-2034	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.9	0.0	76.8
12-31-2035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.9	0.0	76.8
12-31-2036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.9	0.0	76.8
總計	45.8	34.8	455.7	0.0	0.0	114.3	122.8	218.6	89.9	191.9	76.8
累計產量	0.0										
最終	45.8										

折現率(%)	淨現值(百萬美元)	
	除所得稅前	除所得稅後
8	108.2	92.5
15	54.3	46.4
20	29.2	24.9
25	11.1	9.5
30	(2.1)	(1.8)

基於亞美價格及成本參數

(1) 扣減礦區使用費後所公司總收入。

(2) 所列示的未來淨收益不應視作該等財產的公平市值。

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

截至所示日期止期間	總氣量 (十億立方英尺)	淨氣量 (十億立方英尺)	公司總收益 ⁽¹⁾ (百萬美元)	礦區使用費 (百萬美元)	增值稅 (百萬美元)	投資淨額 (百萬美元)	營運開支淨額 (百萬美元)	除所得稅前		除所得稅後	
								總計	按10%計算之 累淨現值	總計	按10%計算之 累淨現值
12-31-2015	15.2	11.8	108.9	0.0	0.0	43.4	14.1	51.4	49.0	40.2	38.4
12-31-2016	13.8	10.5	98.8	0.0	0.0	32.2	15.0	51.7	93.8	43.9	76.4
12-31-2017	14.2	10.8	111.2	0.0	0.0	38.8	15.3	57.1	138.8	47.8	114.1
12-31-2018	15.1	11.5	129.9	0.0	0.0	0.0	16.6	113.3	219.9	100.0	185.7
12-31-2019	12.9	9.8	122.1	0.0	0.0	0.0	17.4	104.7	288.1	93.0	246.3
12-31-2020	9.9	7.6	103.5	0.0	0.0	0.0	15.8	87.8	340.1	76.6	291.6
12-31-2021	7.5	5.7	80.8	0.0	0.0	0.0	13.6	67.2	376.3	60.4	324.2
12-31-2022	5.7	4.3	63.2	0.0	0.0	0.0	11.8	51.4	401.4	47.7	347.5
12-31-2023	4.3	3.3	49.5	0.0	0.0	0.0	10.4	39.1	418.8	31.7	361.6
12-31-2024	3.3	2.5	38.8	0.0	0.0	0.0	9.2	29.6	430.8	23.3	371.0
12-31-2025	2.5	1.9	30.5	0.0	0.0	0.0	8.2	22.2	439.0	16.8	377.2
12-31-2026	1.9	1.4	23.9	0.0	0.0	0.0	7.5	16.4	444.4	12.0	381.2
12-31-2027	1.4	1.1	18.6	0.0	0.0	0.0	6.8	11.8	448.0	8.7	383.9
12-31-2028	0.3	0.2	3.6	0.0	0.0	0.0	1.6	2.1	448.6	-0.7	383.7
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	448.6	0.0	383.7
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	448.6	0.0	383.7
12-31-2031	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	448.6	0.0	383.7
12-31-2032	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	448.6	0.0	383.7
12-31-2033	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	448.6	0.0	383.7
12-31-2034	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	448.6	0.0	383.7
12-31-2035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	448.6	0.0	383.7
12-31-2036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	448.6	0.0	383.7
總計	107.9	82.3	983.3	0.0	0.0	114.3	163.1	705.8	448.6	601.5	383.7
累計產量	32.6										
最終	140.5										

折現率(%)	淨現值(百萬美元)	
	除所得稅前	除所得稅後
8	486.8	416.3
15	371.8	317.9
20	314.4	268.6
25	270.7	230.8
30	236.5	201.2

基於亞美價格及成本參數

⁽¹⁾ 扣減礦區使用費後所示公司總收入。

⁽²⁾ 所列示的未來淨收益不應視作該等財產的公平市值。

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

儲量及收益預測概要
截至2014年12月31日
概略儲量

中華人民共和國山西省馬必區塊及潘莊區塊
未來淨收益 (百萬美元)

截至所示日期止期間	總氣量 (十億立方英尺)	淨氣量 (十億立方英尺)	公司總收益 ⁽¹⁾ (百萬美元)	礦區使用費 (百萬美元)	增值稅 (百萬美元)	投資淨額 (百萬美元)	營運開支淨額 (百萬美元)	除所得稅前 總計 按10%計算之 累計淨現值	除所得稅後 總計 按10%計算之 累計淨現值
12-31-2015	5.1	4.4	38.8	0.0	0.0	79.9	15.0	(56.1)	(53.5)
12-31-2016	9.0	7.5	68.5	0.0	0.0	54.9	17.1	(3.5)	(59.7)
12-31-2017	13.8	11.1	114.8	0.0	0.0	80.2	16.1	18.6	(6.8)
12-31-2018	20.9	16.6	188.4	0.0	0.0	130.8	20.4	37.2	8.6
12-31-2019	26.4	21.3	265.3	0.0	0.0	172.9	25.0	67.4	17.3
12-31-2020	30.2	22.4	306.3	0.0	0.0	219.3	33.4	53.6	28.6
12-31-2021	35.8	24.9	352.9	0.0	0.0	328.0	44.0	(19.0)	(40.7)
12-31-2022	47.4	32.3	473.0	0.0	0.0	319.6	62.7	90.6	6.7
12-31-2023	60.7	40.5	613.4	2.2	0.0	343.3	83.7	186.4	177.5
12-31-2024	76.5	50.2	786.3	4.8	0.0	50.9	106.1	629.3	125.4
12-31-2025	80.2	52.3	849.3	5.8	0.0	0.0	113.8	735.5	541.7
12-31-2026	71.9	47.0	791.4	4.8	0.0	0.0	115.8	928.1	635.1
12-31-2027	64.3	42.2	735.2	3.9	0.0	0.0	117.1	618.2	572.0
12-31-2028	55.1	36.0	650.5	2.9	0.0	0.0	113.2	537.2	529.2
12-31-2029	48.4	31.8	594.2	2.0	0.0	0.0	112.9	481.3	453.2
12-31-2030	42.6	28.1	543.9	1.0	0.0	0.0	113.4	430.5	403.0
12-31-2031	37.2	24.6	493.9	0.0	0.0	0.0	113.3	380.6	352.0
12-31-2032	32.5	21.5	447.6	0.0	0.0	0.0	113.1	334.5	303.2
12-31-2033	27.7	18.4	396.2	0.0	0.0	0.0	112.2	284.0	261.4
12-31-2034	13.9	9.2	206.0	0.0	0.0	0.0	63.8	142.2	221.5
12-31-2035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	169.7
12-31-2036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,697.0
總計	799.4	542.4	8,916.1	27.5	0.0	1,779.8	1,512.1	5,624.2	1,697.0
累計產量	1.6								
最終	801.1								

折現率(%)	除所得稅前 淨現值(百萬美元)	除所得稅後 淨現值(百萬美元)
8	2,124.6	1,684.4
15	994.3	768.1
20	602.0	451.9
25	373.8	269.4
30	236.0	160.3

基於亞美價格及成本參數

⁽¹⁾ 扣減礦區使用費後所示公司總收入。

⁽²⁾ 所列示的未來淨收益不應視作該等財產的公平市值。

表IV 此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

儲量及收益預測概要
截至2014年12月31日
證實+概略(2P)儲量

中華人民共和國山西省馬必區塊及潘莊區塊
未來淨收益(百萬元)

截至所示日期止期間	總氣量 (十億立方英尺)	淨氣量 (十億立方英尺)	公司總收益 ⁽¹⁾ (百萬元)	礦區使用費 (百萬元)	增值稅 (百萬元)	投資淨額 (百萬元)	營運開支淨額 (百萬元)	除所得稅前		除所得稅後	
								總計	按10%計算之 累計淨現值	總計	按10%計算之 累計淨現值
12-31-2015	20.3	16.2	147.7	0.0	0.0	123.3	29.1	(4.7)	(4.4)	(16.2)	(15.4)
12-31-2016	22.8	18.1	167.3	0.0	0.0	87.1	32.1	48.2	37.3	37.0	16.7
12-31-2017	28.0	21.9	226.0	0.0	0.0	119.0	31.3	75.7	97.0	56.5	61.2
12-31-2018	36.0	28.1	318.3	0.0	0.0	130.8	37.0	150.4	204.8	117.2	145.2
12-31-2019	39.3	31.1	387.4	0.0	0.0	172.9	42.4	172.1	316.8	134.7	232.8
12-31-2020	40.1	29.9	409.8	0.0	0.0	219.3	49.2	141.4	400.5	105.2	295.1
12-31-2021	43.3	30.6	433.7	0.0	0.0	328.0	57.6	48.2	426.5	19.8	305.7
12-31-2022	53.1	36.6	536.2	0.0	0.0	319.6	74.5	142.0	496.0	99.2	354.3
12-31-2023	65.0	43.8	662.8	2.2	0.0	343.3	94.1	225.5	596.3	157.0	424.1
12-31-2024	79.7	52.6	825.1	4.8	0.0	50.9	115.3	658.9	862.7	565.0	652.6
12-31-2025	82.7	54.2	879.8	5.8	0.0	0.0	122.0	757.8	1,141.3	651.9	892.2
12-31-2026	73.7	48.5	815.3	4.8	0.0	0.0	123.2	692.1	1,372.5	584.0	1,087.4
12-31-2027	65.7	43.3	753.9	3.9	0.0	0.0	123.9	630.0	1,563.9	537.9	1,250.8
12-31-2028	55.3	36.2	654.1	2.9	0.0	0.0	114.8	539.3	1,713.0	452.5	1,375.8
12-31-2029	48.4	31.8	594.2	2.0	0.0	0.0	112.9	481.3	1,833.8	403.0	1,477.0
12-31-2030	42.6	28.1	543.9	1.0	0.0	0.0	113.4	430.5	1,932.1	352.0	1,557.3
12-31-2031	37.2	24.6	493.9	0.0	0.0	0.0	113.3	380.6	2,011.1	303.2	1,620.2
12-31-2032	32.5	21.5	447.6	0.0	0.0	0.0	113.1	334.5	2,074.2	261.4	1,669.5
12-31-2033	27.7	18.4	396.2	0.0	0.0	0.0	112.2	284.0	2,122.9	221.5	1,707.5
12-31-2034	13.9	9.2	206.0	0.0	0.0	0.0	63.8	142.2	2,145.6	84.6	1,721.0
12-31-2035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2,145.6	0.0	1,721.0
12-31-2036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2,145.6	0.0	1,721.0
總計	907.4	624.7	9,899.3	27.5	0.0	1,894.1	1,675.2	6,330.0	2,145.6	5,127.3	1,721.0
累計產量	34.2										
最終	941.6										

折現率(%)	淨現值(百萬元)	
	除所得稅前	除所得稅後
8	2,611.4	2,100.7
15	1,366.0	1,086.0
20	916.5	720.5
25	644.5	500.2
30	472.5	361.5

基於亞美價格及成本參數

⁽¹⁾ 扣減礦區使用費後所示公司總收入。

⁽²⁾ 所列示的未來淨收益不應視作該等財產的公平市值。

表V 此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。



亞美能源控股有限公司
於中華人民共和國山西省
潘莊及馬必區塊的
技術討論
總覽
截至2014年12月31日

概覽

亞美能源控股有限公司（「亞美」）的主要業務活動包括在中國勘探、開發及生產煤層氣。亞美擁有山西省潘莊及馬必區塊訂立的煤層氣產品分成合同權益；該等區塊按圖1-1及圖1-2內位置圖所示。亞美經營每個區塊。亞美於2005年9月自亞美大陸煤炭有限公司取得馬必區塊的權利。亞美通過於2006年6月收購美中能源有限公司而取得潘莊區塊的權利。

如圖1-3地層柱所示，潘莊及馬必區塊煤層氣開發的主要煤層分別為煤層3及15。後備或推測資源潛力評估的次要煤層為煤層2、位於煤層3（不包括煤層2）上薄煤層及煤層3及15間薄煤層。潘莊及馬必區塊均在積極進行煤層3採礦作業。亞美並無擁有煤炭採礦作業的權益，而本報告並不包括該等作業應佔的任何儲量或價值。我們的評估並不包括煤炭採礦作業已除去潛在煤層氣開發的地區或將被撤銷的區塊面積。

資產

亞美的潘莊區塊位於山西省沁水盆地，佔地約151平方公里。由於沿著該區塊南邊界限的採礦活動及撤銷面積，該面積有所減少。2013年年底，亞美放棄潘莊區塊除68平方公里以外的所有部分，但將其保留面積的參與權益由50%增至80%。

潘莊區塊是亞美的區塊中開發最多的區塊。2008年初開始進行商業煤層氣銷售，生產的全部天然氣均運往區塊內的一處壓縮天然氣設施，並用壓縮天然氣卡車運往市場。2008年底，亞美開始將天然氣交付予一處液化天然氣設施，為天然氣產品提供第二個營銷選擇。作為第三個營銷選擇，亞美已自2012年起開始通過地方管道銷售天然氣。

馬必區塊位於山西省沁水盆地的潘莊區塊西北約20公里處，佔地897平方公里。由於採礦活動及該區塊東北部廢棄區域（該處煤層深度隨盆地軸線增加），該產品分成合同面積較原產品分成合同面積1,371平方公里有所減少。

亞美已於馬必區塊鑽探107口垂直井及3口多分支水平井。若干垂直井為參數井及其他為從式生產井，乃偏離一般表面位置但煤層區間定向垂直採用亞美全方位開發鑽探設計。亞美的參數井乃主要於勘探及早期開發階段採用以收集如煤層深度、厚度、天然氣含量及滲透率等數據。參數井的設計考慮到水及天然氣的生產，以便提供用於煤層氣商業可行性分析的數據。亞美計



劃採用叢式井提供早期開發階段生產，惟一旦全面開發活動開始，亞美亦計劃從該等可轉為叢式井的參數井提供生產。亞美不擬於馬必區塊鑽探其他多分支水平井。雖然已有天然氣生產，但亞美尚未開始大量天然氣銷售；因此，並無就馬必區塊估計證實儲量。

地質

將煤層氣項目的產量分類為儲量必須符合五項要求。必須能夠證明：

1. 煤炭資源豐富。
2. 煤層甲烷含量高，飽和度較為合算。
3. 煤層滲透性好，可按合算的費率回收天然氣。
4. 煤層滿足完井要求，將以合算的費率進行生產。
5. 擁有市場且項目具有經濟效益。

地質主要關乎確定是否存在儲量的前三個階段。為此，地質學家嘗試取得一切可得數據，包括鑽井日誌、岩芯數據、礦山數據、實驗室數據、地圖、地質研究及報告以及有關地下水位的資料。然後，對有關資料進行分析，確定煤淨厚度、煤炭連續性以及煤炭密度，以計算可能開發的煤炭量。從岩芯獲取的含氣量及成份資料一般會與煤炭深度及壓力資料相結合，以計算煤炭的含氣量。滲透性計量乃用於表示煤炭可能放出的天然氣比率；一般情況下，滲透性隨深度加深而減低。

亞美各主要開發區域內存在良好的連續煤炭或煤層組且相當具有可預見性。在該等首先開發區域內，商業性取決於充足的煤炭滲透性、含氣量及含氣飽和度。在數據稀疏或具區域性限制且鑽探次數不多的區域內，煤炭的厚度變化可能成為商業性的決定性因素。

評估方法

於評估該等區塊的儲量及資源量時，我們依賴基本地質數據，包括亞美提供的測井數據、岩芯數據及含氣量數據。我們的工作包括對煤層2、3及15以及若干額外薄煤層的淨厚度及覆蓋層厚度進行編圖，然後計算各區塊的煤炭量及原始天然氣地質含量(OGIP)。煤層3至15之間厚度逾0.5米的薄煤層按一個方案計算及編圖。煤層3之上厚度逾0.5米的薄煤層亦按另一個單一方案計算及編圖。覆蓋層厚度圖通過繪製煤層2、3及15頂部而成。已就煤層3至15之間存在的煤層利用中位深度網絡。

我們就兩個區塊的煤層3及15均可取得充足的含氣量數據，並就各區塊得出含氣量—壓力關係。我們根據原始的氣藏壓力測量估計煤層3及15的等勢面，而此等等勢面乃用於估計各區塊所有煤炭的原始氣藏壓力。



實驗室計量的密度估計乃由亞美以概要形式提供用以計算體積。該等密度估計乃對潘莊區塊的PZWC井及馬必區塊的MB井進行。我們進行鑽井日誌分析時使用1.75克／立方厘米的最高密度限制，以釐定煤淨厚度。我們評估體積所用表觀密度估算介乎1.45至1.49克／立方厘米。

原始天然氣地質含量及最終回採量

原始天然氣地質含量及最終回採量使用以下公式估計。等溫曲線乃使用實驗室吸附測試釐定的朗繆爾常量 V_L 及 P_L 進行界定。

$$OGIP = 353,164 * D * h * A * G_C$$

$$G_C = V_L * P / (P_L + P)$$

$$\text{最終回採量} = OGIP * \text{回採係數}$$

項目	描述	單位
OGIP	原始天然氣地質含量	標準立方英尺
353, 164	轉換因子	立方英尺／公頃一米
D	煤炭密度	克／立方厘米
h	煤淨厚度	米
A	單井排水面積	公頃
GC	氣含量	克立方厘米
V_L	朗繆爾容量	克立方厘米
P_L	朗繆爾壓力	兆帕
P	氣藏壓力	兆帕

釐定回採係數時，乃通過估計於廢棄狀況下煤礦中餘額氣天然氣量進行。根據潘莊及馬必煤礦的初步高飽和度水平，我們預期煤礦具有較高的回採係數。我們已估計廢棄壓力範圍為0.27至0.89兆帕。當相關壓力估計與朗繆爾參數一起應用時，就潘莊區塊而言，煤層3及15的相關回採係數介乎於50%至80%，而次要煤層的相關回採係數則介乎於25%至70%。就馬必區塊而言，煤層3及15的相關回採係數介乎於33%至74%，而次要煤層的相關回採係數則介乎於35%至78%。

就所有其他煤層氣生產地區(包括澳洲及美國)而言，少有煤礦於等級、成熟度及滲透性方面與沁水盆地煤礦相似。澳洲的Bowen盆地含有處於早期開發階段的低滲透率煤礦，可能需要壓裂(震激)方可實現商業產量。來自Bowen盆地的典型回採係數預期約為60%，最優地區的回採係數預期高達80%。澳洲的Surat盆地含有高滲透率煤礦，若干礦場預期可生產高達其原始氣體地質含量70%的產量。美國的煤層氣開發的目標煤礦較沁水盆地煤礦的成熟度低，惟通常而言較沁水盆地煤礦具有更高滲透率。然而，作為比較，美國Powder River盆地煤礦的回採係數估計高達80%，而美國San Juan盆地的Fruitland煤礦道的回採係數估計高達60%。

天然氣營銷

我們編製本報告時按要求使用亞美指定的天然氣價格參數，導致直至2017年的實際價格大幅增長。該等價格與該地區其他價格預測一致，並考慮將各種營銷安排與向液化天然氣廠、壓縮



天然氣站及管道輸氣結合。價格預測中包括中華人民共和國財政部(財政部)於2007年4月20日提供的每立方米天然氣人民幣0.20元的補貼。為編製本報告，該補貼乃按2014年9月30日人民幣6.207元兌1美元的匯率換算成每千立方英尺天然氣0.912美元。於計及中國財政部補貼前，亞美於2013年及2014年平均收取的價格各為每千立方英尺6.80美元及7.98美元。於2014年12月期間，中國財政部增加補貼前，平均收取的價格為每千立方英尺8.25美元。中國財政部增加補貼前，亞美銷售合同所載價格高達每千立方英尺8.67美元(每立方米人民幣1.9元)。本報告所用天然氣價格及上調參數列示於下表：

截至所示日期止期間	天然氣價格(美元/千立方英尺)					
	潘莊區塊			馬必區塊		
	補貼前	補貼	收取的價格	補貼前	補貼	收取的價格
12-31-2015	8.302	0.912	9.215	7.800	0.912	8.713
12-31-2016	8.485	0.912	9.397	7.983	0.912	8.895
12-31-2017	9.401	0.912	10.313	9.401	0.912	10.313
12-31-2018	10.416	0.912	11.329	10.416	0.912	11.329
12-31-2019	11.541	0.912	12.454	11.541	0.912	12.454
12-31-2020	12.788	0.912	13.700	12.788	0.912	13.700
12-31-2021	13.248	0.912	14.160	13.248	0.912	14.160
12-31-2022	13.725	0.912	14.637	13.725	0.912	14.637
12-31-2023	14.219	0.912	15.131	14.219	0.912	15.131

其後在每年1月1日上調3.6%。

經營及資本成本

本報告所用經營成本乃以亞美的經營開支記錄為基準，與我們對類似煤層氣業務所知情況一致。該等成本包括氣井及區塊層面成本以及企業經常開支成本。氣井經營成本已分為單井成本及單位生產成本。根據亞美之額外區塊及集氣設施內部方案計入亞美之估計區塊層面開支、經常開支及一般行政成本；該等成本包括亞美對企業發展的估計增加，並自氣井成本獨立制訂標準，故該等成本不影響個別氣井的經濟效益。區塊層面成本保持不變直至區塊層面的天然氣產量達到峰值，然後隨著時間的推移因產量下降而逐步減少。所有經營成本乃於2015年12月31日保持一致且於產品分成合同剩餘年期內在每年1月1日遞增3.6%。

本報告所用資本成本由亞美提供，乃基於當期鑽探合約及亞美對未來設備擴充的內部估計進行計算。資本成本按新開發鑽井、生產設備、天然氣壓縮、管理設施以及天然氣採集設施的需要計算。根據我們對未來開發方案的理解、對所獲提供的記錄的審核及我們對類似資產的了解，我們認為該等估計資本成本合理。我們預計，資本成本與經營成本相比，亞美於2015年及2016年的工作計劃會令其獲得更有效的資本成本控制。因此，資本成本於2016年12月31日為止維持穩定，屆時至開支日期為止按每年1月1日遞增3.6%。

根據各產品分成合同，作業者在完成各項煤層氣業務後，在合理可行情況下，將根據相關規則及法規平整、復原或復墾經營地盤的土地至產品分成合同開始前的狀態。倘亞美放棄任何區塊的生產，中國政府合夥人將會選擇按參與權益比例與亞美分擔放棄成本或以作業者身份繼續



生產並就任何未來放棄成本向亞美作出彌償。根據編製本報告時使用的經濟假設，區塊在產品分成合同年期之後繼續以實惠成本生產，因此，我們並無計入有關租約及鑽井設備的殘值或棄用該等資產的成本。

Netherlands, Sewell & Associates, Inc. (NSAI)的技術人員分別於2008年及2011年到訪亞美潘莊區塊以及於2013年到訪亞美馬必區塊。就本報告而言，我們認為不必對該等資產進行額外的現場檢查，我們亦無重新檢查機器運作或油氣井及設施的狀況。我們並無調查與該等資產有關的潛在環境責任，因此，我們的估計並無計及任何因相關潛在責任而產生的成本。

石油分類

石油存在於地殼內氣藏中的氣態、液態或固體烴類自然生成的混合物的積集區中。石油亦可能含有二氧化碳、氮、硫化氫或硫等非烴類。用於為積集區分類的主要詞彙為「已知」，可與「已發現」互換；已知石油積集區為已通過油井滲透發現的潛在可移取烴。有關油井乃通過測試、採樣或記錄而確定存在大量可回採烴類。就此而言，「大量」一詞指有充足石油量存在的證據，可作為估計現有油井所顯示地質含量及評估經濟回採潛力的理據。

如以下2007年石油資源管理制度的隨附圖表所示，石油積集區按商業可能性遞減的順序分類為儲量、後備資源量或推測資源量。不同分類的石油積集區存在不同程度的技術及商業性風險，難以量化；因此，除非廣泛考慮該等因素，否則儲量、後備資源量及推測資源量不應被合併計算。有關石油分類的其他詳情於本報告前部分緊隨函件後的釋義內呈列。

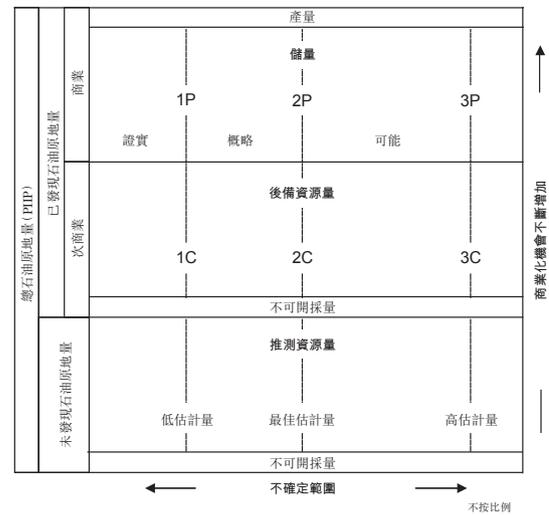


圖1-1：資源量分類架構

儲量

儲量指自指定日期起於指定條件下通過實施開發項目自己知積集區預計可進行商業開採的石油量。儲量必須為已發現、可採、具商業性及根據將實施的規劃開發項目於截至評估日期的剩餘量。證實儲量為通過分析工程及地質數據可合理確定可作商業開採的油氣量；概略及可能儲量為開採機會較證實儲量低的額外儲量。

我們對亞美於潘莊及馬必區塊截至2014年12月31日的權益的證實及概略天然氣儲量及未來淨收益作出如下估計：



區塊／類別	天然氣儲量 (十億立方英尺)		未來淨收益(百萬美元)			
	總量 (100%)	淨量	除所得稅前		除所得稅後	
			總計	按10%計算 之淨現值	總計	按10%計算 之淨現值
潘莊						
證實已開發生產	62.1	47.5	487.3	358.8	409.6	306.8
證實未開發	45.8	34.8	218.6	89.9	191.9	76.8
證實(IP)	107.9	82.3	705.8	448.6	601.5	383.7
概略	109.3	82.6	923.8	475.9	723.0	369.9
證實+概略(2P)	217.3	164.9	1,629.6	924.5	1,324.5	753.5
馬必						
證實已開發生產	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
證實未開發	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
證實(IP)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
概略	690.1	459.8	4,700.4	1,221.1	3,802.8	967.5
證實+概略(2P)	690.1	459.8	4,700.4	1,221.1	3,802.8	967.5
總計						
證實已開發生產	62.1	47.5	487.3	358.8	409.6	306.8
證實未開發	45.8	34.8	218.6	89.9	191.9	76.8
證實(IP)	107.9	82.3	705.8	448.6	601.5	383.7
概略	799.4	542.4	5,624.2	1,697.0	4,525.8	1,337.4
證實+概略(2P)	907.4	624.7	6,330.0	2,145.6	5,127.3	1,721.0

總數可能因四捨五入而未為和值。

天然氣量基於標準溫度及壓力以十億立方英尺列值。天然氣總儲量為就燃料及冷縮作出調整前各產品分成合同應佔儲量的100%。天然氣淨儲量為根據各產品分成合同的條款及就燃料及冷縮作出調整後亞美應佔的份額。就本報告而言，亞美應佔的資源量及現金流量指淨含量及淨收益；於產品分成合同內，淨含量及淨收益指公司所得。本報告所示貨幣值以美元、千美元或百萬美元呈列。

本報告所示儲量估計為證實已開發生產、證實未開發、概略及可能儲量。我們的研究顯示，此時相關資產並無證實已開發未生產儲量。儘管馬必區塊已建立天然氣產量，亞美尚未有進行重大天然氣銷售。因此，馬必區塊並無估計任何證實儲量。儲量分類表達相對確定程度；儲量次



級分類乃以開發及生產狀況為基準。本報告所載述的儲量及未來收益估計於估計時乃採用確定性方法且並無就風險因素作出任何調整。本報告並無載入可能歸於已估計未開發儲量地區以外未開發面積的權益的任何價值。

根據香港聯交所易所有限公司證券規則（「聯交所上市規則」）第18章第18.18至18.33條，可能儲量須單獨呈列且不應與任何其他儲量的資料合併呈列。就本報告而言，計算可能儲量時，乃根據證實加概略加可能(3P)儲量與2P儲量之間差額進行，乃因產品分成合同條款僅適用儲量淨額及未來淨收益的合併計算。

我們估計亞美於潘莊及馬必區塊的權益的可能天然氣儲量於2014年12月31日為：

區塊	可能天然氣儲量 (十億立方英尺)	
	總量(100%)	淨量
潘莊	134.5	100.3
馬必	1,544.3	928.7
合計	1,678.8	1,028.9

合計未必為整數，乃因湊整所使然。

本報告所載有關儲量之公司總收益為亞美應佔有關資產總(100%)收益的份額(經扣除礦區使用費)。未來淨收益為根據產品分成合同收取的收益；該收益已計及成本回收，並已扣除增值稅、資本成本及經營開支。中國財政部就煤層氣產量所賺取的收入於2007年頒發增值稅退稅；此退稅於經濟模式當中作為增值稅豁免處理。未來淨收益在扣除所得稅前後呈列。所得稅估計乃根據中華人民共和國稅務部門提供的潘莊區塊及馬必區塊預期徵稅方法編製。未來淨收益按10%的年度比率折讓，以釐定其淨現值，而列示淨現值乃為說明時間對貨幣價值的影響。本報告內呈列的未來淨收益不論經折讓與否，均不應詮釋為該等資產之公平市值。

後備資源量

後備資源量指截至指定日期估計從已知積集區潛在可採的石油量，但其中由於一個或多個或然情況，所實行的項目被認為成熟程度並未足以作商業發展。本報告所載列與薄煤層有關的後備資源量乃因開發可實現未來生產率及生產量足以維持相關非連續層段的經濟可行性的完井技術而屬後備。本報告所列示的所有後備資源量乃因取得顯示相關生產率及生產量的其他數據足以維持經濟可行性而屬後備。倘或然情況得到順利解決，本報告所估計之部分後備資源量會被重新分類為儲量；我們的估計並無作出風險評估以計及相關或然情況不能得到順利解決的可能性。本報告並無載述後備資源量的經濟分析。然而，後備資源量的商業價值於適當產品分成合同模式中已獲測試，以根據各份產品分成合同釐定數量。



我們估計截至2014年12月31日亞美於潘莊及馬必區塊權益的未經風險評估後備天然氣資源量如下：

區塊／類別	未經風險評估後備天然氣資源量 (十億立方英尺)	
	總量(100%)	淨量
潘莊		
低估計量(1C)	5.0	3.8
最佳估計量(2C)	11.4	8.6
高估計量(3C)	16.3	12.4
馬必		
低估計量(1C)	190.2	127.5
最佳估計量(2C)	393.9	261.5
高估計量(3C)	625.7	410.7
總計		
低估計量(1C)	195.2	131.3
最佳估計量(2C)	405.2	270.1
高估計量(3C)	642.0	423.1

總數可能因四捨五入而未為和值。

後備天然氣資源總量為就燃料及冷縮作出調整前各產品分成合同應佔後備資源量的100%。後備天然氣資源淨量為根據各產品分成合同的條款及就燃料及冷縮作出調整後亞美應佔的份額。

本報告所示後備資源量採用確定性方法進行估計。一旦順利處理或然情況，實際回採的後備資源量將等於或超過估計數量的概率一般推斷如下：就低估計量而言為90%，就最佳估計量而言為50%，就高估計量而言為10%。

本報告所載後備資源量估計並無就開發風險作出調整。與該等後備資源量相關的開發風險包括(1)未能制定與該等後備資源量有關的煤炭商業開發的有效完井方案；及(2)由於該等煤炭不能於合理期限內脫水，因而存在不會達到天然氣商業量的風險。風險評估乃倚賴評估機構的經驗及判斷的高度主觀過程，且有待根據所獲得的進一步數據或詮釋而修改。

推測資源量

推測資源量指截至指定日期通過應用未來開發項目估計自未發現積集區或可採的石油量。本報告所載所有推測資源量均位於馬必區塊。據了解，已知該項目區內可能存在大量煤炭；然而，在缺乏充足氣含量及煤炭滲透性數據的情況下，該項目區的多個部分被視為未發現的煤層氣開發機遇，而相應天然氣量則分類為推測資源量而非後備資源量。本報告並無載述推測資源量的經濟分析。然而，推測資源量的商業價值於馬必產品分成合同模式中已獲測試，以釐定推測資源量的總量及淨量。



我們估計截至2014年12月31日亞美於馬必區塊權益的未經風險評估推測天然氣資源量如下：

類別	未經風險評估推測天然氣資源量 (十億立方英尺)	
	總量(100%)	淨量
低估計量	21.5	14.4
最佳估計量	78.3	52.2
高估計量	122.4	81.4

推測天然氣資源總量為就燃料及冷縮作出調整前馬必產品分成合同應佔推測資源量的100%。根據產品分成合同的條款及就燃料及冷縮作出調整後，推測天然氣資源淨量為亞美應佔的份額。

本報告所示推測資源量採用確定性方法進行估計，並取決於正進行的煤層氣發現工作。倘發現煤層氣並進行開發，可採量等於或超過未經風險評估之估計數量的概率一般推斷如下：就低估計量而言為90%，就最佳估計量而言為50%，就高估計量而言為10%。

煤層氣推測量的未經風險評估推測資源量乃假設發現並進行開發及以現有量估計範圍為基準，為可採天然氣量的估計範圍。推測資源量的地質風險在於成功發現大量潛在可移動石油的可能性；此風險分析乃獨立於石油量估計。就煤層氣推測而言，主要地質風險因素包括煤炭數量、含氣量及煤炭滲透性。就煤層氣推測而言，推測資源量的開發風險應包括考慮進行評估的整個區域是否能夠並將進行開發；由於岩石特性及含氣量更大面積延伸及厚度多變性以及生產特性多變，此要素一般為煤層氣積集區所獨有。就煤層氣推測而言，主要開發風險因素為評估面積的氣藏質量、商業開發該面積所需的技術開發及應用、在合理期間內對氣藏減壓的能力、項目商業條件(金融、營銷、法律、社會及政府因素)以及合理預期開發該面積的承擔。風險評估乃倚賴評估機構的經驗及判斷的高度主觀過程，且有待根據所獲得的進一步數據或詮釋而修改。

須明白於本報告所討論及列示的推測資源量為儲量或後備資源量以外估計的高度推測性資源量，其地質及地球物理數據表明發現生產煤層氣的可能性，但不足以證明該資源量可分類為儲量或後備資源量。本報告所示未經風險評估推測天然氣資源量指在發現及開發該等推測資源後能合理預期可回採的數量範圍。

圖
圖

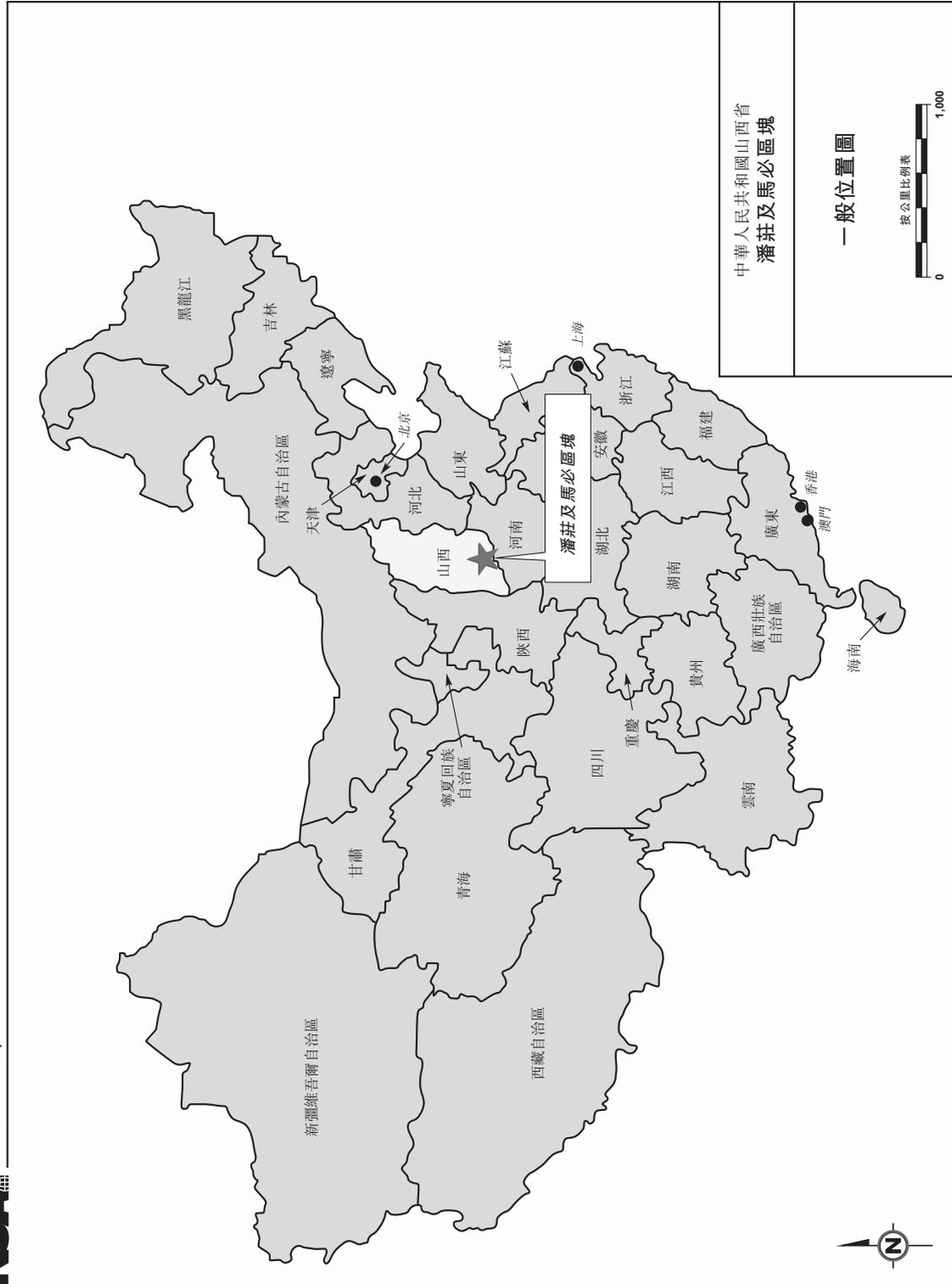
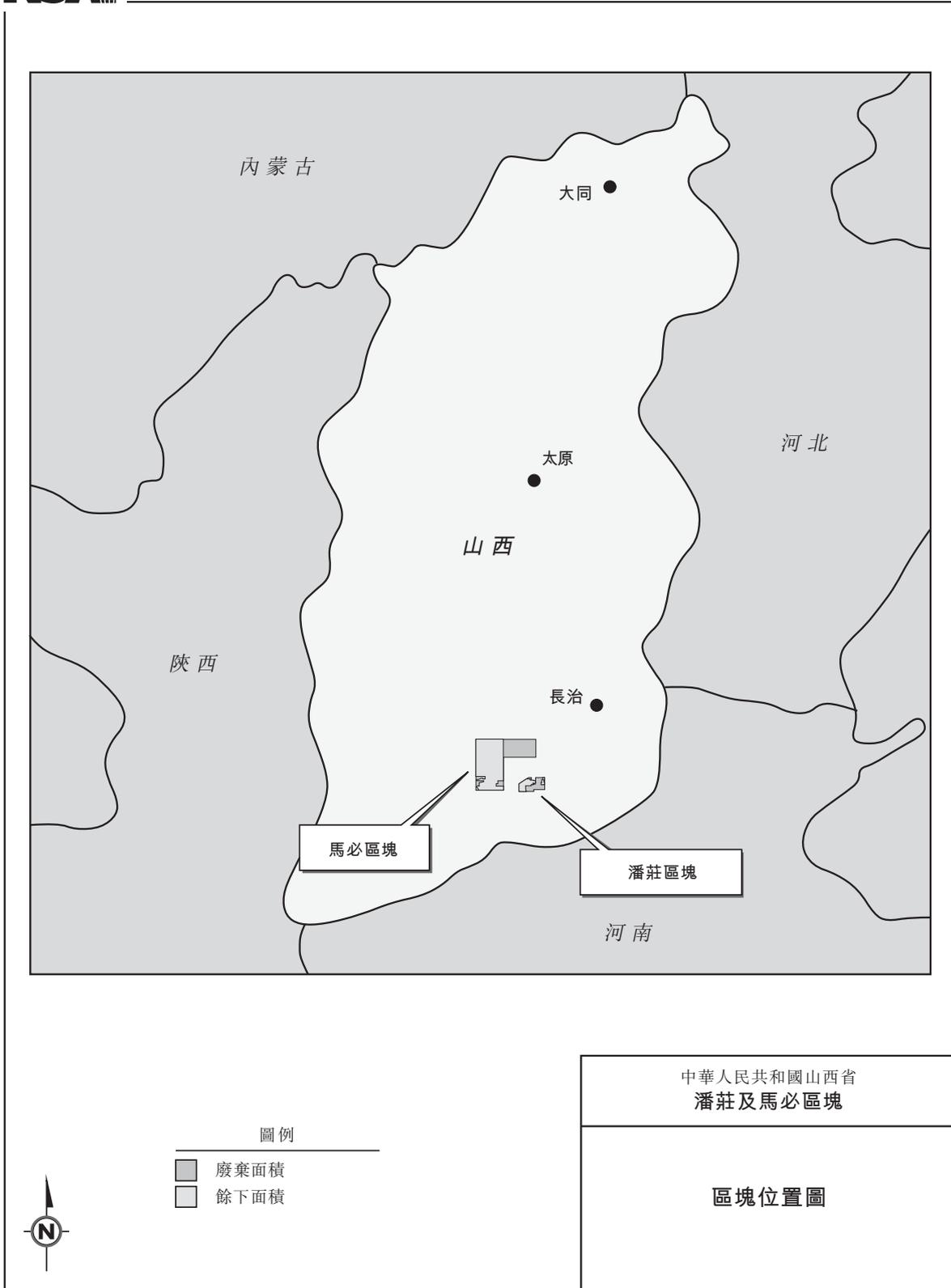


圖 1-1

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

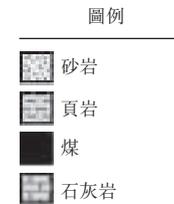
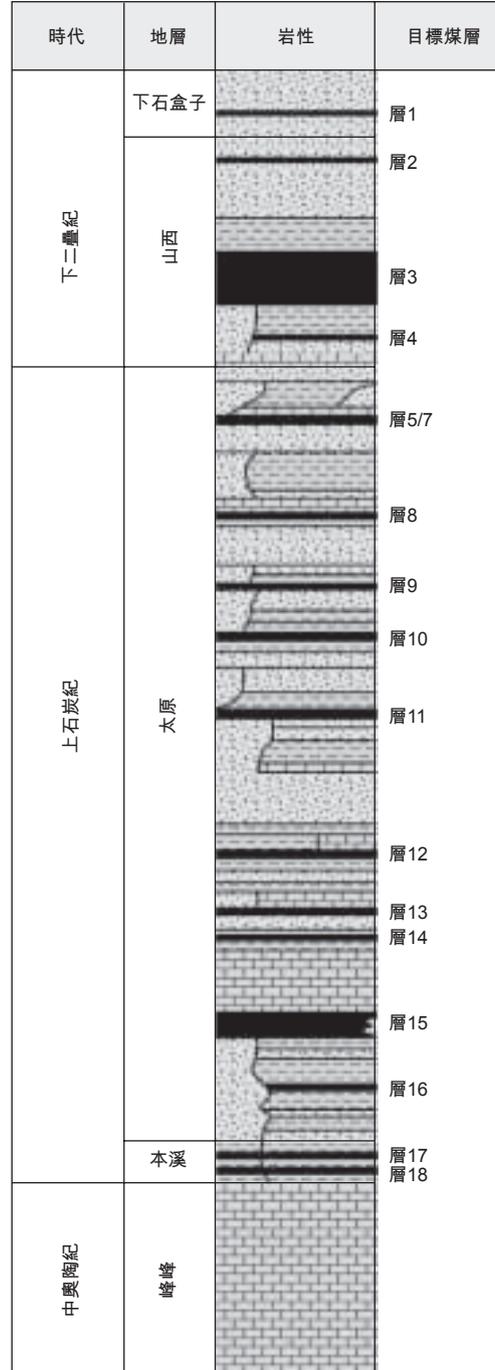


此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖1-2



中華人民共和國
沁水盆地
地層柱圖



此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖1-3



亞美能源控股有限公司
於中華人民共和國山西省
潘莊區塊的
技術討論
截至2014年12月31日

概覽

亞美於潘莊區塊經營的區域原本涵蓋山西省沁水盆地面積約151平方公里。由於該區塊的南邊採礦活動及撤銷面積，因此該面積有所減少。於2013年末，亞美已放棄潘莊區塊除68平方公里以外的所有部分，但將其保留面積的參與權益由50%增至80%。中聯煤層氣有限責任公司（「中聯煤層氣」）於亞美所經營面積擁有餘下的20%權益，並經營亞美並無擁有權益區塊的餘下部分。潘莊產品分成合同將於2028年3月31日到期，見產品分成合同第26.4.4條所載述。

地質及氣藏特性

沁水盆地為不對稱盆地，東部坡度平緩，西部坡度陡峭。沁水盆地有兩個主要橫向連續煤層，稱為煤層3及15。在潘莊區塊，該等煤層一般向南北走向盆地軸線所在的西北方向傾斜，並在區塊東部邊界露頭。位於3號煤層上方以及3號及15號煤層間的若干薄煤層為亞美的次級開發目標。該區塊各個煤層的淨煤炭厚度略有不同。潘莊區塊的氣藏特性於下表列示，與沁水盆地其他商業煤層氣開發項目一致。

煤層	地質時代	平均深度 (米)	平均厚度 (米)	平均含氣量 ⁽¹⁾ (克立方厘米)
3	早二疊世	472	5.7	18.0
薄層	早二疊世／石炭世	508	1.3	13.7
15	石炭世	568	2.7	20.9

⁽¹⁾ 風乾含氣量以克立方厘米表示，且並無就灰分作出調整。

氣藏資產

亞美提供有關潘莊區塊的氣井位置、厚度、工業分析、含氣量、煤炭密度及日誌數據。覆蓋層厚度由氣井日誌數據得出，而露頭時的值定為零。覆蓋層、淨煤炭厚度及深度結構圖已繪製，然後按約800米的網格間距空間採樣，以為計算原始天然氣地質含量提供輸入參數。潘莊區塊的底圖、淨煤炭等厚線圖、深度結構圖及覆蓋層厚度圖列示於圖2-1至2-7。已使用約800米的網格間距空間為各多分支水平井的65公頃排水面積製作模型。該間距符合亞美的未來開發總體方案，並根據橫向間距距離約200米的多分支水平井模式得出。



含氣量

根據工業分析及可取得的解吸測試報告，煤層3及15的含氣量相關性乃基於與各煤層海平面有關的海拔作出。由氣井測試數據得出的原始氣藏壓力顯示潘莊區塊的壓力條件不足。根據該等計量，煤層3及15的原始氣藏壓力乃使用每100米變化0.737兆帕的壓力梯度以及海平面607米以上的原始等勢面進行估計。壓力梯度及等勢面估計乃由圖2-8所示的海拔對壓力圖提供支持。煤層3的含氣量數據顯示存在較高的飽和度且開發井一般的排水期很短；因此，我們在煤層3及15的容積計算中就含氣量估計假設100%的飽和度。煤層3及15的含氣量對壓力關係列示於圖2-9及2-10，而潘莊區塊的平均解吸含氣量數據列示於下表：

氣井	煤層3		煤層15	
	層區深度 (米)	平均解吸 含氣量 ⁽¹⁾ (克/立方厘米)	層區深度 (米)	平均解吸 含氣量 ⁽¹⁾ (克/立方厘米)
PZWC01	373	17.5	472	22.5
PZWC02	247	19.2	341	21.4
PZWC03	540	19.2	637	28.5
PZWC04	488	18.5	574	18.1
PZWC05	627	20.0	714	24.4
PZWC06	692	24.4	774	27.3

(1) 風乾含氣量並無就灰分作出調整。

煤炭密度

亞美提供潘莊若干氣井的煤層3及15的密度計量。該等計量由有關無壓碎風乾岩芯樣本的實驗室數據得出。樣本體積包括裂縫體積，以便得出近似原位密度的真實密度計量。煤層3及15的整個區塊的原始天然氣地質含量乃使用1.47克/立方厘米的平均表觀密度計算。下表列示所提供的實驗室密度數據。

氣井	表觀密度			氣井	表觀密度		
	煤層	岩芯點	(克/立方厘米)		煤層	岩芯點	(克/立方厘米)
PZWC01	3	2	1.48	PZWC05	3	5	1.48
PZWC01	3	4	1.45	PZWC06	3	2	1.45
PZWC01	3	6	1.48	PZWC06	3	5	1.46
PZWC02	3	2	1.44	PZWC01	15	2	1.48
PZWC02	3	4	1.46	PZWC01	15	4	1.46
PZWC02	3	6	1.42	PZWC02	15	2	1.54
PZWC03	3	2	1.48	PZWC03	15	1	1.44
PZWC03	3	4	1.50	PZWC03	15	2	1.51
PZWC03	3	6	1.50	PZWC04	15	1	1.59
PZWC04	3	2	1.44	PZWC05	15	1	1.45
PZWC04	3	5	1.42	PZWC05	15	3	1.62
PZWC05	3	1	1.46	PZWC06	15	1	1.44
PZWC05	3	3	1.46	PZWC06	15	3	1.46



生產情況

根據亞美管理層有關未來開發方案的討論，為潘莊區塊製作單分支水平井及多分支水平井模型。多分支水平井模型已使用65公頃的平均間距，而單分支水平井則根據亞美預測的自分支部分延伸100米排水區域的鑽孔位置製作模型。單分支水平井並無表現數據可供查詢，但潘莊區塊的多分支水平井的過往生產數據顯示通常需要一個月的正常排水時間，現有煤層3的多分支水平井的耗水率一般低於20桶/天。該等氣井將自首次天然氣生產起6個月左右達到峰值產量，且該產量將維持超過5.5年。多分支水平井產量的下降速度將超過垂直井，原因是分支間距小，易實現井間干擾。就本報告而言，單分支水平井一直按使用多分支水平井的同一形狀作出預測。我們的經濟模型通常需要一個月的排水期，然後耗時6個月達到峰值天然氣產量，緊接著有18個月的平穩生產期。我們就1P、2P及3P多分支水平預測估計的指數下降率分別為每年25%、20%及20%。

亞美已在潘莊區塊中心區鑽探11口叢式井以調查在此更深區域的替代井設計表現。六口井乃於PZC44S表面位置鑽探，五口井在PZC13S表面位置鑽探。PZC44S-04井已從參數井轉換為生產井，而餘下10口井將壓裂及於2015年投入生產。此時潘莊區塊並無其他叢式井計劃。就叢式井而言，我們的經濟模型需要3個月的排水期，然後需要3個月的時間達致高峰天然氣產量，之後為6個月平穩生產期及最終指數遞減率為10%。

峰值產量乃根據下降曲線參數及各網格單元的容積估計最終回採量而釐定。回採係數乃因估計氣藏廢棄壓力而不盡相同。天然氣量已就壓縮及管道損失減少而採用5%的燃料及冷縮係數。潘莊區塊的淨預測儲量及淨預測後備資源量的摘要圖列示於圖2-11及2-12，而亞美鑽探的多分支水平井、單分支水平井及叢式井位置的典型生產情況則列於圖2-13至2-18。

財政條款

潘莊產品分成合同分為三個時序階段：勘探、開發及生產，其中勘探階段自合同簽訂日期開始。開發階段自總體開發方案(總體開發方案)獲批准日期開始，而生產階段自根據潘莊產品分成合同第1.14條開始商業生產日期開始。繼國家發改委於2011年11月28日批准亞美的總體開發方案後，產品分成合同目前處於開發階段。就本報告而言，假設生產階段於2015年1月1日開始。合同年期為25年，自合同簽訂日期起計；合同將於2028年3月屆滿。

根據產品分成合同，亞美在開發階段開始前支付全部成本，其後成本則由亞美與中聯煤層氣按彼等的參與權益比例分攤。亞美的勘探成本於總體開發方案批准日期前產生，於開發及生產階段內合資格收回成本。截至2014年12月31日，亞美的成本回收結餘總額為184.5百萬美元，包括勘探階段成本11.1百萬美元及開發階段成本173.4百萬美元。

亞美與中聯煤層氣之間的成本收回及產量分配詳述於產品分成合同，並概述於圖2-19所載的流程圖。就本報告而言，亞美應佔的資源量及現金流量乃指淨資源量及淨收益；而在產品分成



合同中，淨資源量及淨收益指公司所得。中國財政部於2007年就煤層氣產量實現的收益頒佈增值稅退稅。是項退稅已於該經濟模型內當作增值稅豁免。

經營成本

本報告所用的經營成本乃以亞美的經營開支記錄為基準，與我們對類似煤層氣業務所知情況一致。該等成本包括氣井及區塊成本以及企業經常開支成本。潘莊區塊的直接氣井經營成本已分為單井每月4,037美元的成本及每千立方英尺0.213美元的天然氣生產成本。區塊的初始經營成本為每月952,000美元，乃按12個月的平均區塊經營成本計算；此成本在經濟模塊中保持一致直至區塊層面的天然氣產量達到峰值，然後隨著時間的推移由於產量的下降而逐步減少。區塊層面的成本包括日常開支、一般行政、工程、物流；環境、健康及安全成本以及產品分成合同開支。該等成本已按區塊模型化，使該等開支不會影響個別井的經濟效益。所有經營成本至2015年12月31日維持不變，然後於成品分成合同的餘下年期內於每年1月1日按年增加3.6%。

潘莊區塊儲量預測的年度開發時間、經營成本淨額及天然氣總產量如下表所示：

年度	活躍單分支水平井、 多分支水平井及叢式井			營運成本淨額 (百萬美元)			天然氣總產量 (十億立方英尺)		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
2015	61	76	76	14.1	14.8	14.9	15.2	16.0	16.5
2016	76	105	112	15.0	16.8	17.5	13.8	17.6	20.0
2017	91	134	147	15.3	19.6	21.4	14.2	22.7	29.7
2018	100	161	176	16.6	22.7	25.1	15.1	29.4	38.8
2019	99	168	204	17.4	23.7	27.5	12.9	29.1	40.3
2020	98	166	223	15.8	23.4	29.0	9.9	24.2	38.3
2021	97	164	240	13.6	21.3	29.7	7.5	19.5	35.6
2022	96	164	248	11.8	19.3	29.9	5.7	15.6	33.1
2023	95	163	247	10.4	17.7	29.0	4.3	12.5	28.2
2024	92	163	247	9.2	16.4	27.3	3.3	10.0	23.0
2025	88	162	246	8.2	15.3	25.5	2.5	8.0	18.6
2026	84	158	246	7.5	14.3	24.1	1.9	6.4	15.0
2027	80	157	246	6.8	13.7	23.0	1.4	5.2	12.2
2028	76	149	246	1.6	3.1	5.5	0.3	1.0	2.4
總計				<u>163.1</u>	<u>242.1</u>	<u>329.4</u>	<u>107.9</u>	<u>217.3</u>	<u>351.8</u>

資本成本及開發時間

亞美根據其資本分配的內部計劃估計潘莊的開發時間。預計煤層3將於2017年底前獲得充分開發，而煤層15則於2021年底前完成開發。本報告內鑽探、完井及生產設備的資本成本乃根據亞美每口單分支水平井的目前合同成本140萬美元計算。亞美計劃於2015年鑽探32口單水平分支井及於2016年恢復鑽探多水平分支井，估計每口多分支水平井的資本成本為180萬美元。亞美的集氣能力為每日105百萬立方英尺及其目前合約銷售能力為每日62.1百萬立方英尺。額外設施項目的資本成本預測按1P、2P及3P水平根據每年的成比例井數及亞美至2020年的內部資本開



支計劃計算，屆時透過產品分成合同餘下條款按鑽探及完井資本開支的15%建模。在我們的經濟模型中，資本成本至2016年12月31日維持不變，然後每年1月1日增加3.6%。

我們估計開發潘莊區塊的3P儲量將需32口額外單分支水平井及153口額外多分支水平井。氣田開發已根據亞美的企業開發計劃建模。由此預測的年度開發時間、淨投資及天然氣淨產量列示於下表：

年度	已鑽探單分支水平井及多 分支水平井			淨投資 ⁽¹⁾ (百萬美元)			天然氣淨產量 (十億立方英尺)		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
2015	6	32	32	43.4	81.0	81.0	11.8	12.4	12.8
2016	14	27	40	32.2	55.5	75.3	10.5	13.4	15.2
2017	17	30	30	38.8	64.7	66.6	10.8	17.2	22.4
2018	0	13	30	0.0	29.9	57.2	11.5	22.1	29.1
2019	0	0	19	0.0	0.0	41.4	9.8	21.9	30.1
2020	0	0	19	0.0	0.0	42.7	7.6	18.3	28.6
2021	0	0	15	0.0	0.0	29.7	5.7	14.8	26.7
2022	0	0	0	0.0	0.0	0.0	4.3	11.9	24.9
2023	0	0	0	0.0	0.0	0.0	3.3	9.5	21.3
2024	0	0	0	0.0	0.0	0.0	2.5	7.6	17.4
2025	0	0	0	0.0	0.0	0.0	1.9	6.1	14.1
2026	0	0	0	0.0	0.0	0.0	1.4	4.9	11.4
2027	0	0	0	0.0	0.0	0.0	1.1	3.9	9.3
2028	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.8	1.8
總計	<u>37</u>	<u>102</u>	<u>185</u>	<u>114.3</u>	<u>231.1</u>	<u>393.9</u>	<u>82.3</u>	<u>164.9</u>	<u>265.1</u>

附註：叢式井的數目並無計入所列示的單分支水平井及多分支水平井數目；但計入叢式井的投資及生產。

⁽¹⁾ 投資淨額包括井及設備成本。

石油分類

NSAI的技術人員於2008年及2011年到訪亞美的潘莊區塊，觀察該區域的鑽探及生產作業及進行中的開發活動。2008年，產品分成合同邊界內的數口鑽井從煤層3以經濟天然氣速率生產，數口適合煤層氣開發的生產井的煤層連續性、含氣量及滲透性已量化。2011年，更多鑽井投入生產，其中大多數投產鑽井已達商業產量，通過壓縮天然氣及液化天然氣市場銷售天然氣。

截至2014年12月31日，於潘莊區塊三大獨立核心區的49口多分支水平井以商業天然氣速率生產。我們已就緊鄰該等鑽井的位置估計煤層3的證實儲量。此外，我們就於緊鄰該區塊內商業化生產的PZWC04及PZWC06參數井的煤層3估計證實儲量。潘莊區塊的煤層3證實已開發投產儲量為31平方公里。證實未開發儲量有15平方公里計劃通過多分支水平井進行開發，1平方公里通過11口現有叢式井進行開發，及1.38平方公里通過6口新單向水平井開發。

由於該區塊內三個獨立生產區域已確證煤層3的經濟生產，我們將該區塊內的所有其餘位置分類為煤層3的概略儲量。我們亦已就所有證實位置的增加的概略儲量作出估計，以獲得額外回



採潛力。同樣，我們亦已就煤層3所有證實及概略位置及鑽井的可能的增加的可能儲量作出估計。

煤層15已列入日誌，其含氣量及滲透性甚為理想。亞美位於煤層15的三口鑽井中，兩口未達到商業產量，極有可能是因完井問題造成。然而，PZWC03及PZEC08井已分別於2010年及2011年達到商業產量，而PZWC10及PZWC25則於2014年實現商業產量。我們已就4個多分支水平井位置估計煤層15的證實儲量，並就緊鄰該等井的另外15個多分支水平井位置估計煤層15的概略儲量。另外，26處煤層15單向水平井位置已分類作概略儲量。煤層15的所有其他未開發位置均分類為可能儲量。

薄煤的高層及低層的數量已分類作後備資源量。作為次要開發目標，高層及低層薄煤將需要獨特的完井技術，以便與更厚的主要目標煤層合採。高層及低層薄煤後備資源量乃因以下各項原因而屬後備：(1)開發可實現未來生產率及生產量足以維持相關非連續層段的經濟可行性的完井技術；及(2)取得顯示相關生產率及生產量的技術數據。倘若高層及低層薄煤的後備量順利獲得解決，則本報告所估計的若干部分後備資源量可重新分類作儲量；我們的估計並無涉及相關後備資源量可能並未順利得以解決的風險。

估計最終回採量

目前的壓力梯度為0.737兆帕/100米。估計回採係數及實現該等回採量所需的平均廢棄氣藏壓力按儲量類別列示於下表：

類別	回採係數 (百分比)	平均氣藏廢棄壓力 (兆帕)	
		煤層3	煤層15
1P	50	0.79	0.89
2P	65	0.51	0.57
3P	80	0.27	0.30

未開發多分支水平及單向水平鑽探位置的單井平均天然氣估計最終回採量(按百萬立方英尺計)及未開發多分支水平及單向水平鑽探位置的數目按儲量類別列示於下表：

煤層/類別	多分支水平井		單向水平井	
	單井平均估計 最終回採量 (百萬立方英尺)	位置數量	單井平均估計 最終回採量 (百萬立方英尺)	位置數量
煤層3				
1P	1,318	27	539	6
2P	2,073	52	727	6
3P	2,538	52	916	6
煤層15				
1P	732	4	0	0
2P	1,111	18	483	26
3P	1,223	101	621	26



11口未開發叢式井位置的單井平均天然氣估計最終回採量及各儲量類別所計及煤層列示於下表：

類別	平均估計 最終回採量 (按百萬 立方英尺計)	煤層
1P	461	3
2P	586	3
3P	710	3/15

儲量

如隨附概述預測(圖2-20至2-24)所呈列，我們估計亞美於潘莊區塊的權益於截至2014年12月31日的證實及概略天然氣儲量及未來淨收益為：

類別	天然氣儲量 (十億立方英尺)		未來淨收益(百萬美元)			
	總量(100%)	淨量	除所得稅前		除所得稅後	
			總計	淨現值 按10%	總計	淨現值 按10%
證實已開發投產	62.1	47.5	487.3	358.8	409.6	306.8
證實未開發	45.8	34.8	218.6	89.9	191.9	76.8
證實(1P)	107.9	82.3	705.8	448.6	601.5	383.7
概略	109.3	82.6	923.8	475.9	723.0	369.9
證實+概略(2P)	217.3	164.9	1,629.6	924.5	1,324.5	753.5

根據聯交所規則，可能儲量須單獨列明及並無併入任何其他儲量的資料。就本報告而言，可能儲量乃按3P及2P儲量的差額進行計算，是因為產品分成合同期限僅適用於淨儲量及未來淨收益的氣田層面計算。誠如圖2-25附隨預測概述所示，我們估計亞美於潘莊區塊的權益於2014年12月31日的可能天然氣儲量為：

可能天然氣儲量 (十億立方英尺)	
總量(100%)	淨量
134.5	100.3

天然氣總儲量為就燃料及冷縮作出調整前潘莊產品分成合同應佔儲量的100%。天然氣淨儲量為根據產品分成合同的條款及就燃料及冷縮作出調整後亞美應佔的份額。本報告所載的估計儲量及未來收益已採納確定性方式估計且並未就風險作出調整。

後備資源量

我們估計亞美於潘莊區塊的未經風險評估的後備天然氣資源量於2014年12月31日為：



未經風險評估的後備天然氣資源量
(十億立方英尺)

類別	總量(100%)		淨量
低估計量(1C)	5.0	3.8	
最佳估計量(2C)	11.4	8.6	
高估計量(3C)	16.3	12.4	

後備天然氣總資源量為就燃料及冷縮作出調整前潘莊產品分成合同應佔後備資源量的100%。後備天然氣淨資源量為根據產品分成合同的條款及就燃料及冷縮作出調整後亞美應佔的份額。本報告所載的估計後備天然氣資源量採用確定性方式進行估計及並無就風險作出任何調整。

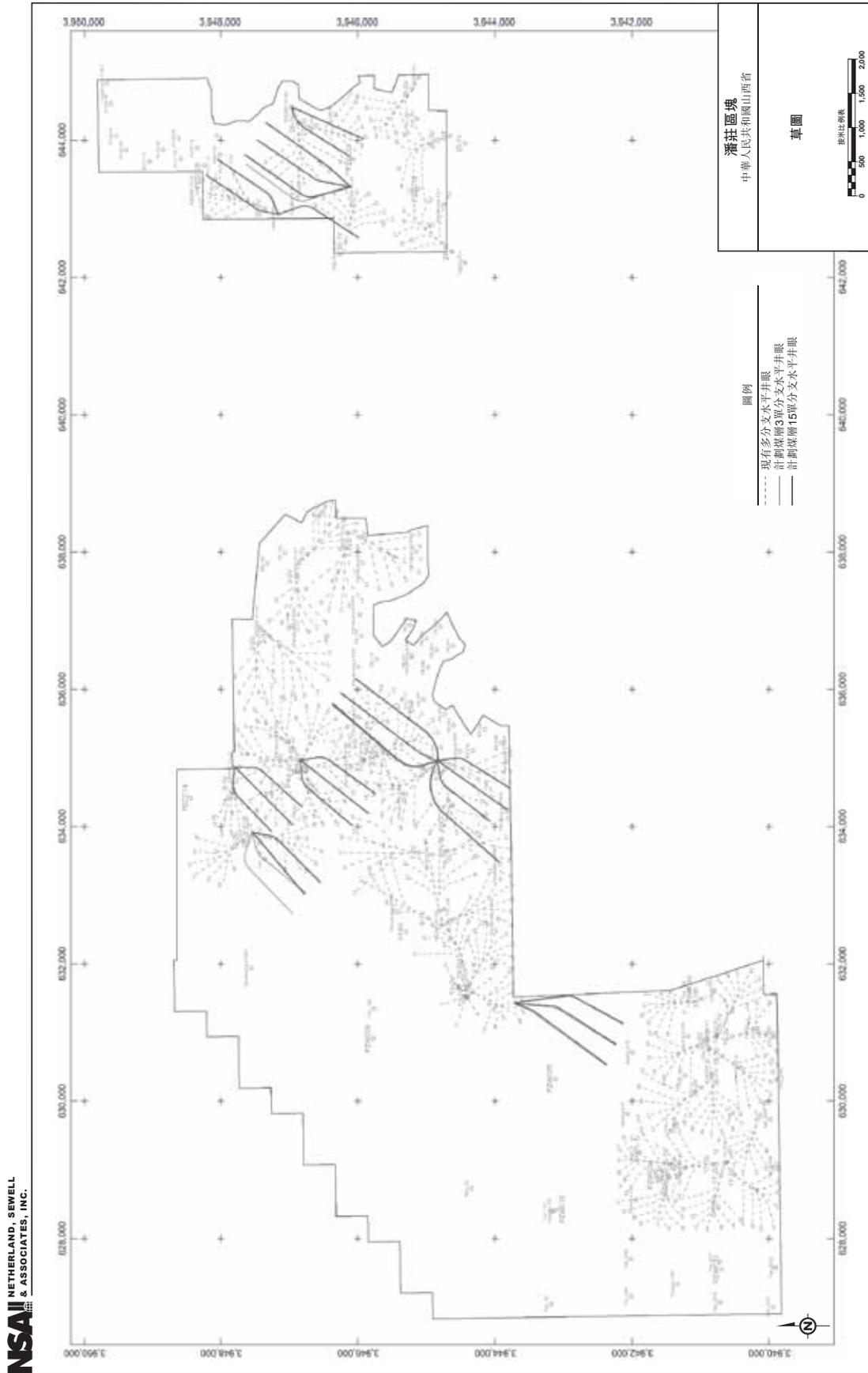
推測資源量

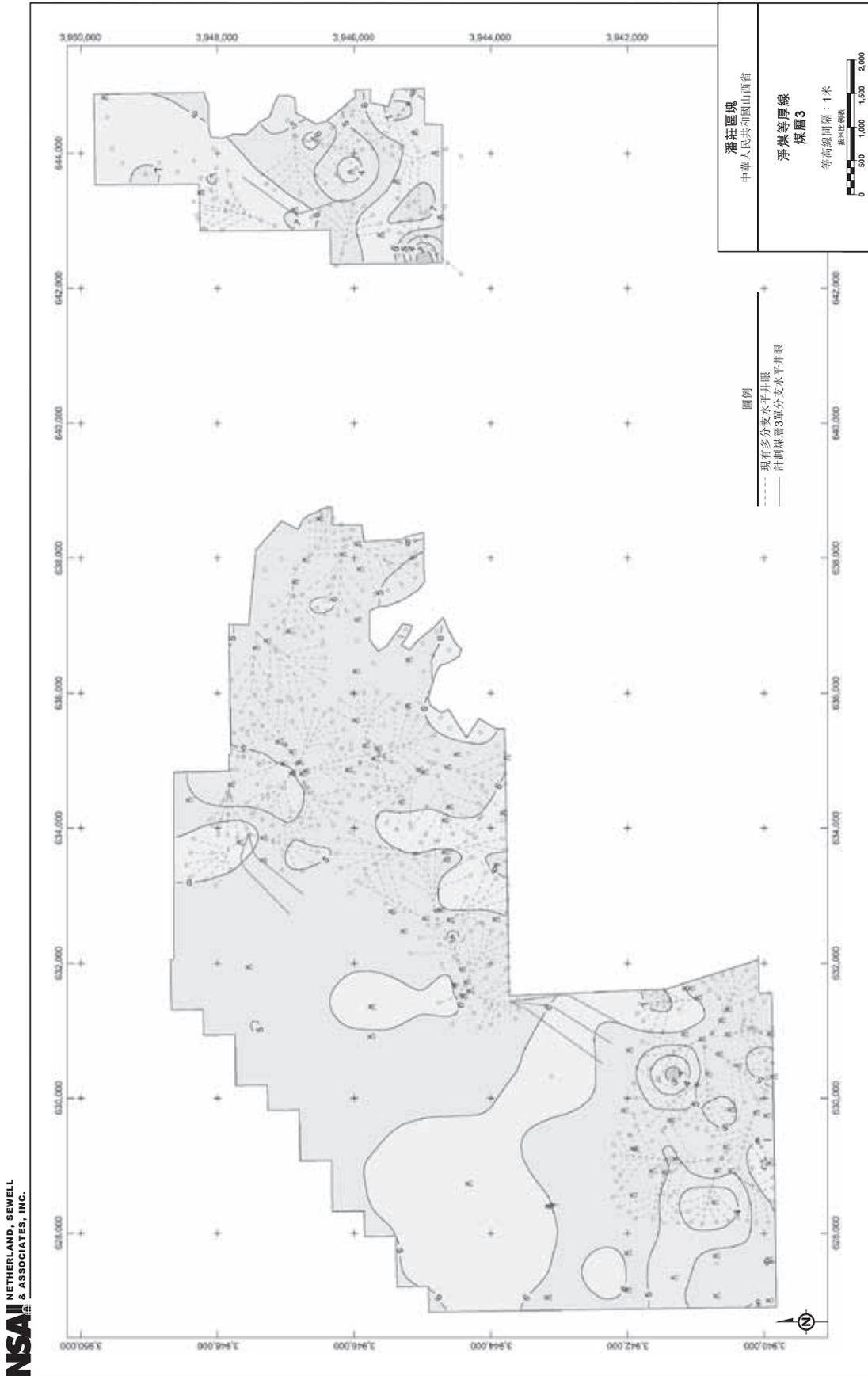
計入亞美潘莊區塊開發計劃的煤層的所有數量已分類為儲量或後備資源量。亞美並無要求對可能存在推測資源量的任何額外煤層作出評估。

項目風險分析

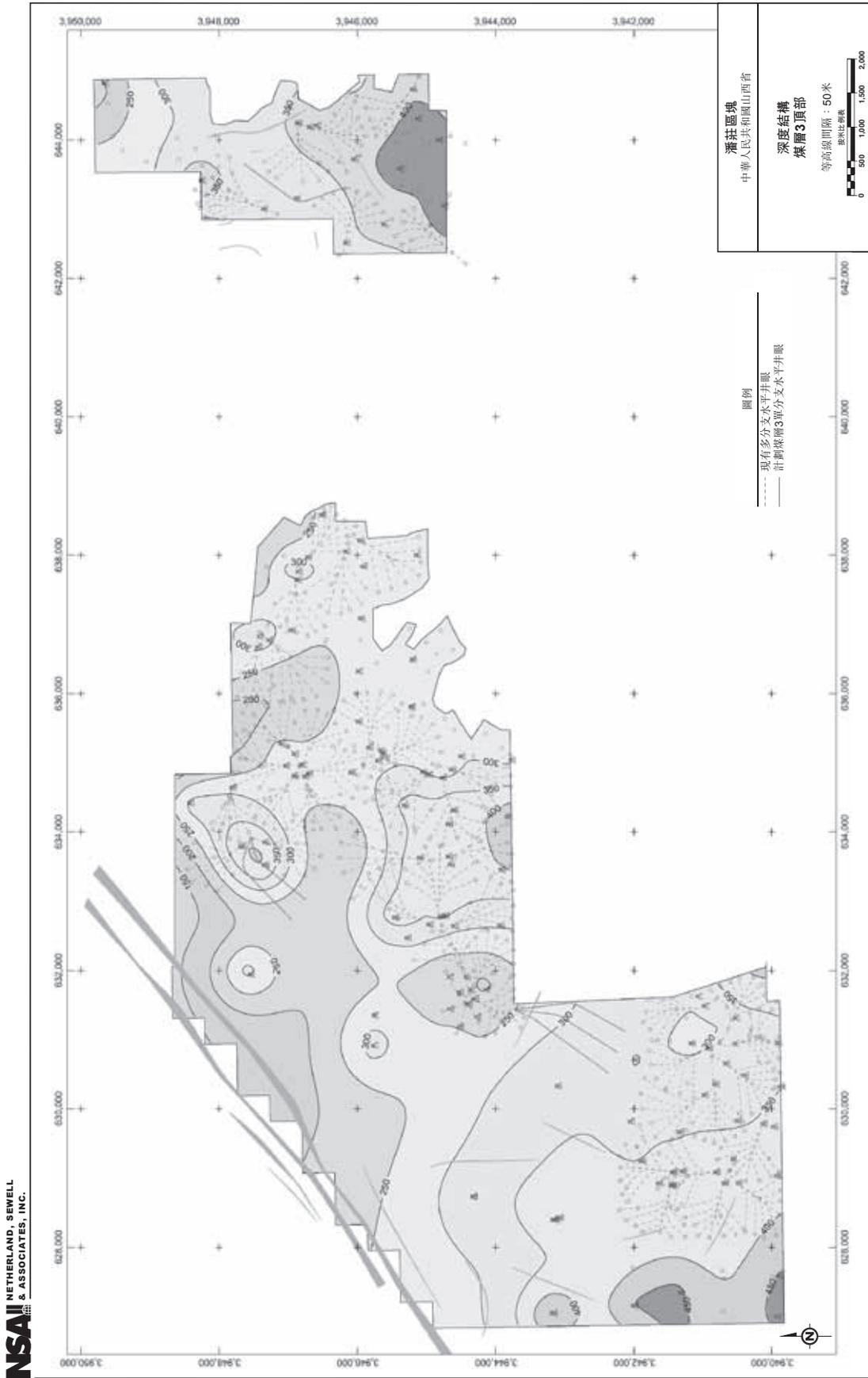
煤層氣勘探及開發涉及商業及環境風險。商業風險一般會隨更多數據可供使用而降低，但環境風險於整個開發及生產階段則趨向於更加穩定。風險評估乃依賴於評估機構的經驗及判斷的高度主觀過程，並隨著數據的進一步取得或詮釋進行修改。我們就潘莊區塊作出的定性風險評估概述於圖2-26及2-27。

圖
圖





此處所有估計及列值均為NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。



此處所有估計及列值均為NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

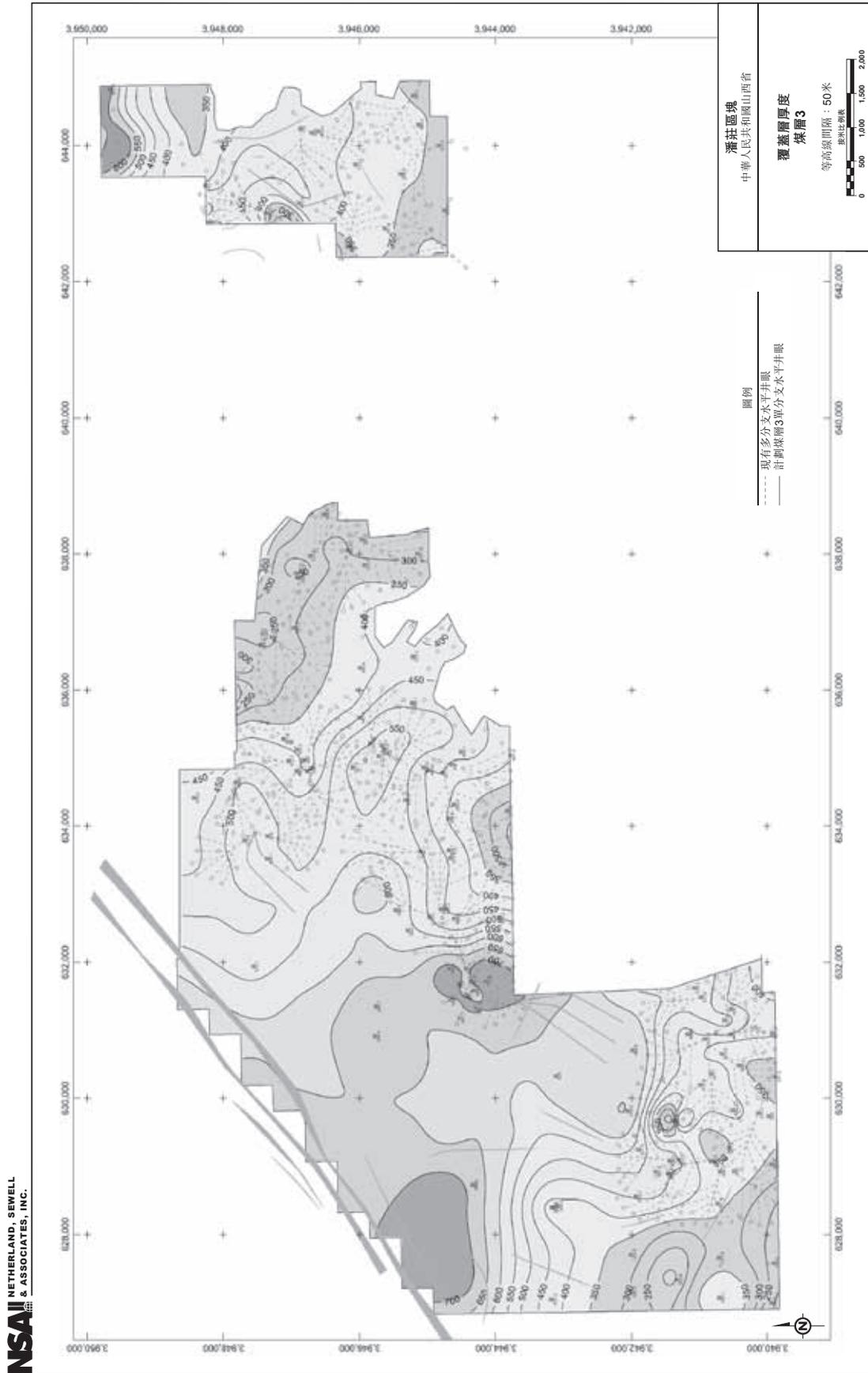
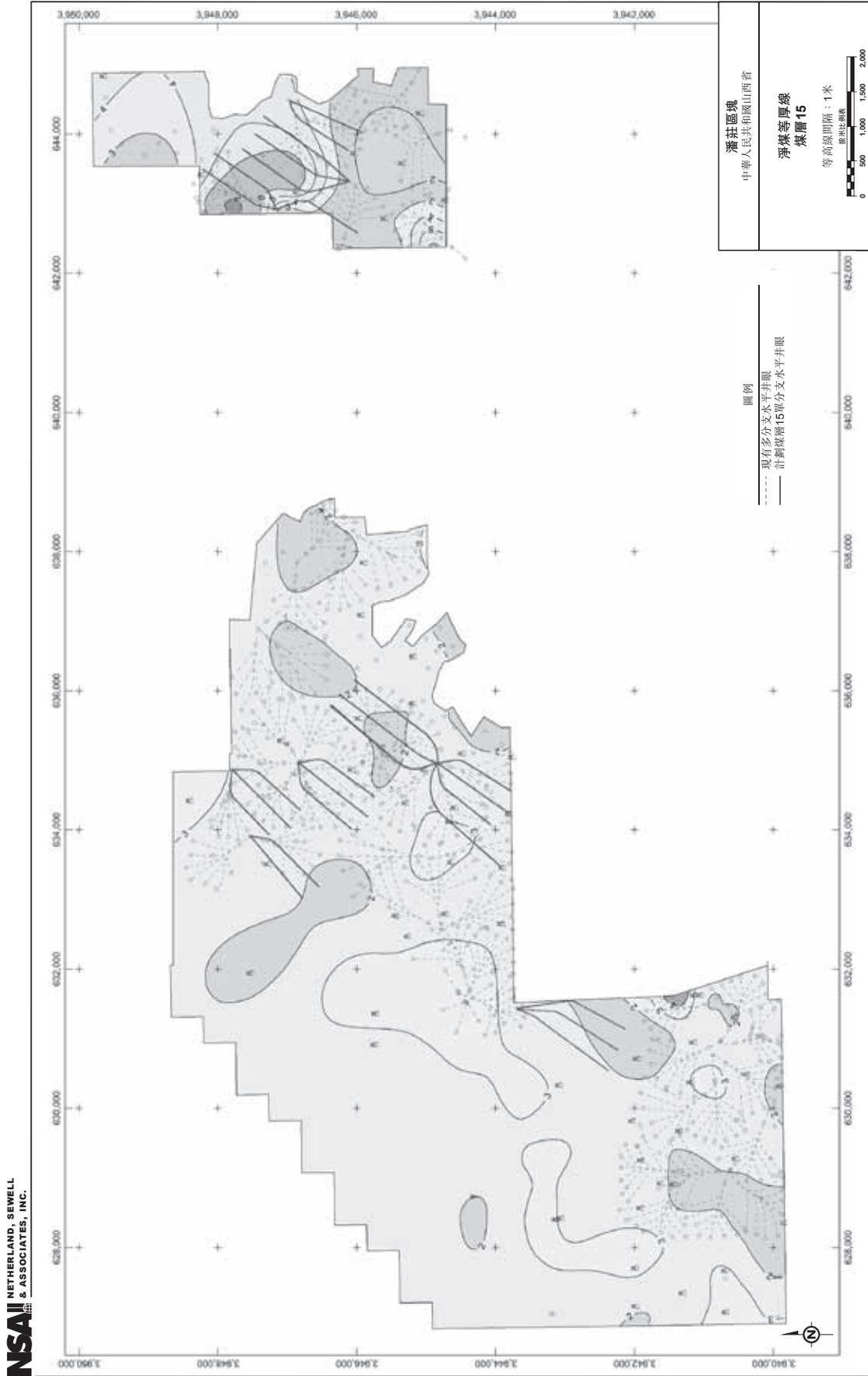


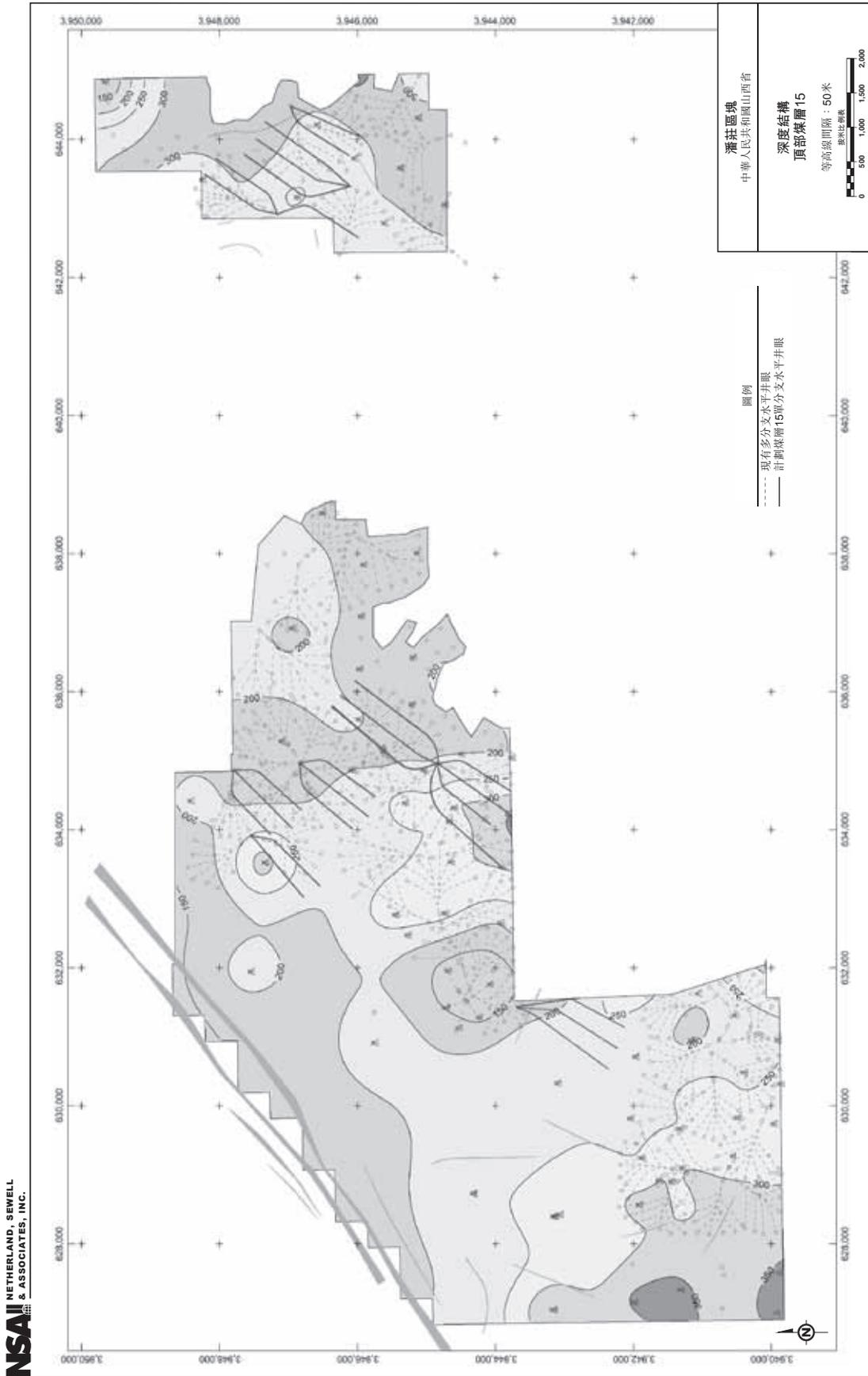
圖2-4

附錄三

獨立技術報告



此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所限制。



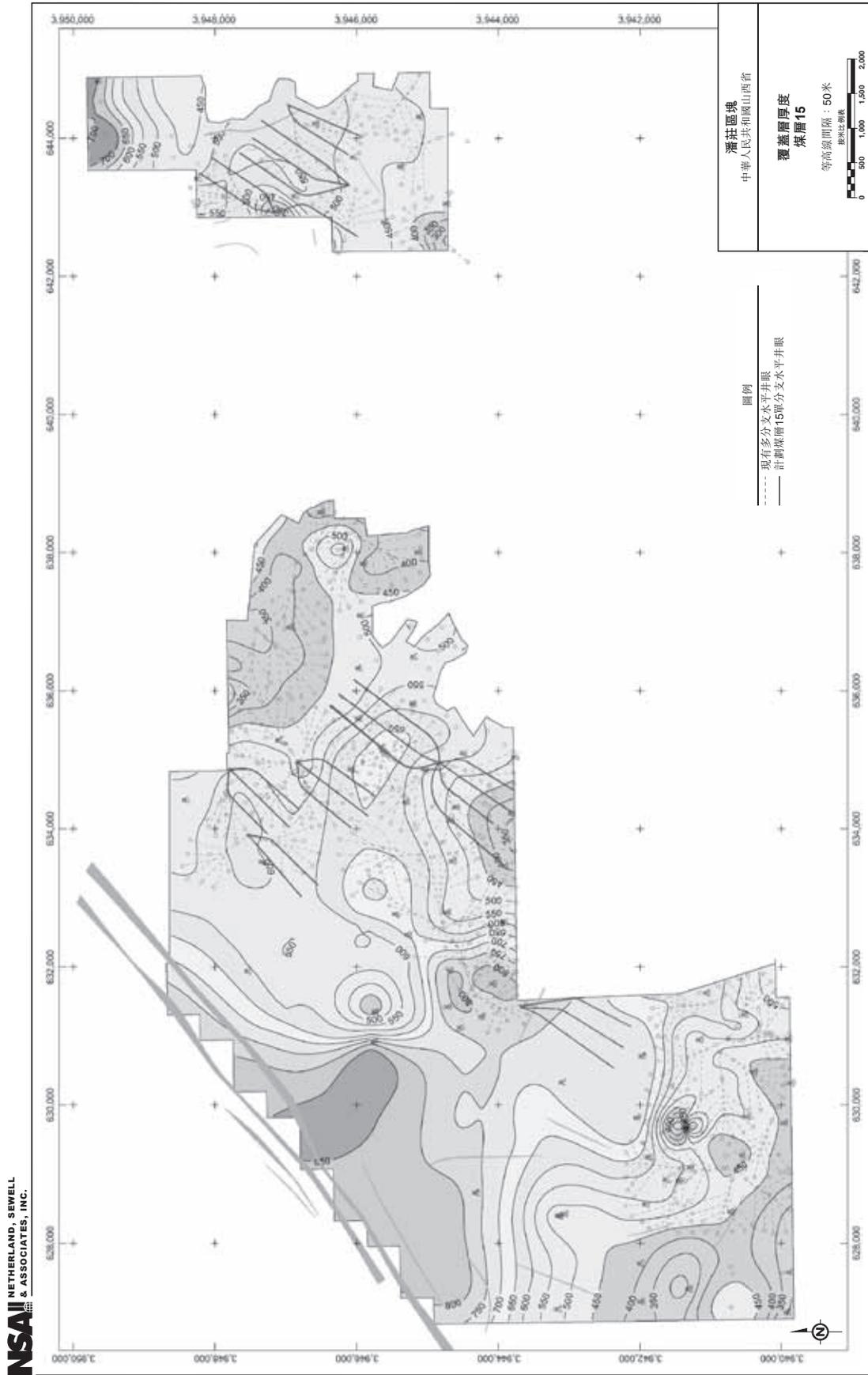


圖2-7
此處所有估計及列值均為NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。



高度對壓力
中華人民共和國山西省
潘莊區塊

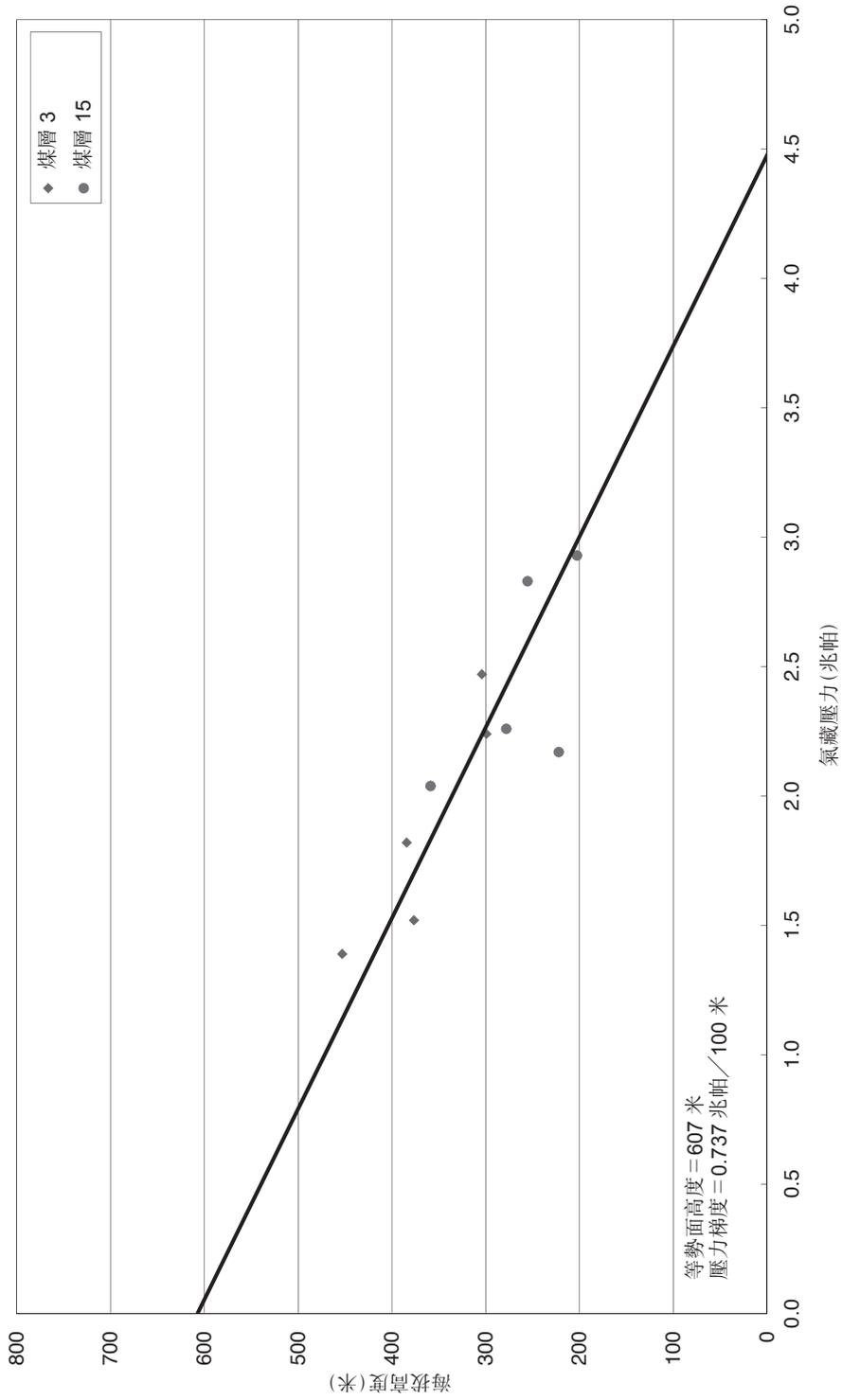


圖2-8 此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。



含氣量對壓力
煤層3
中華人民共和國山西省潘莊區塊

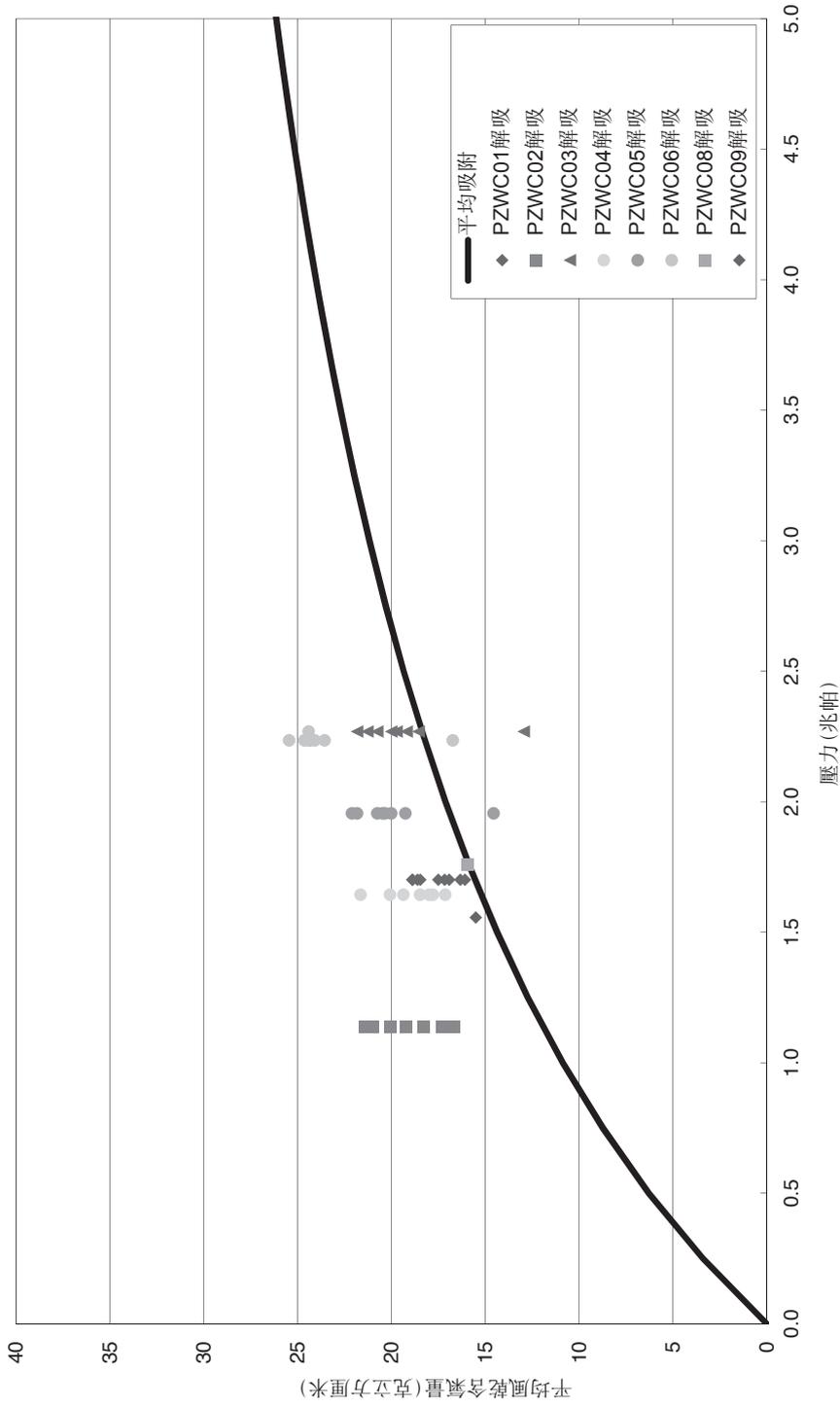
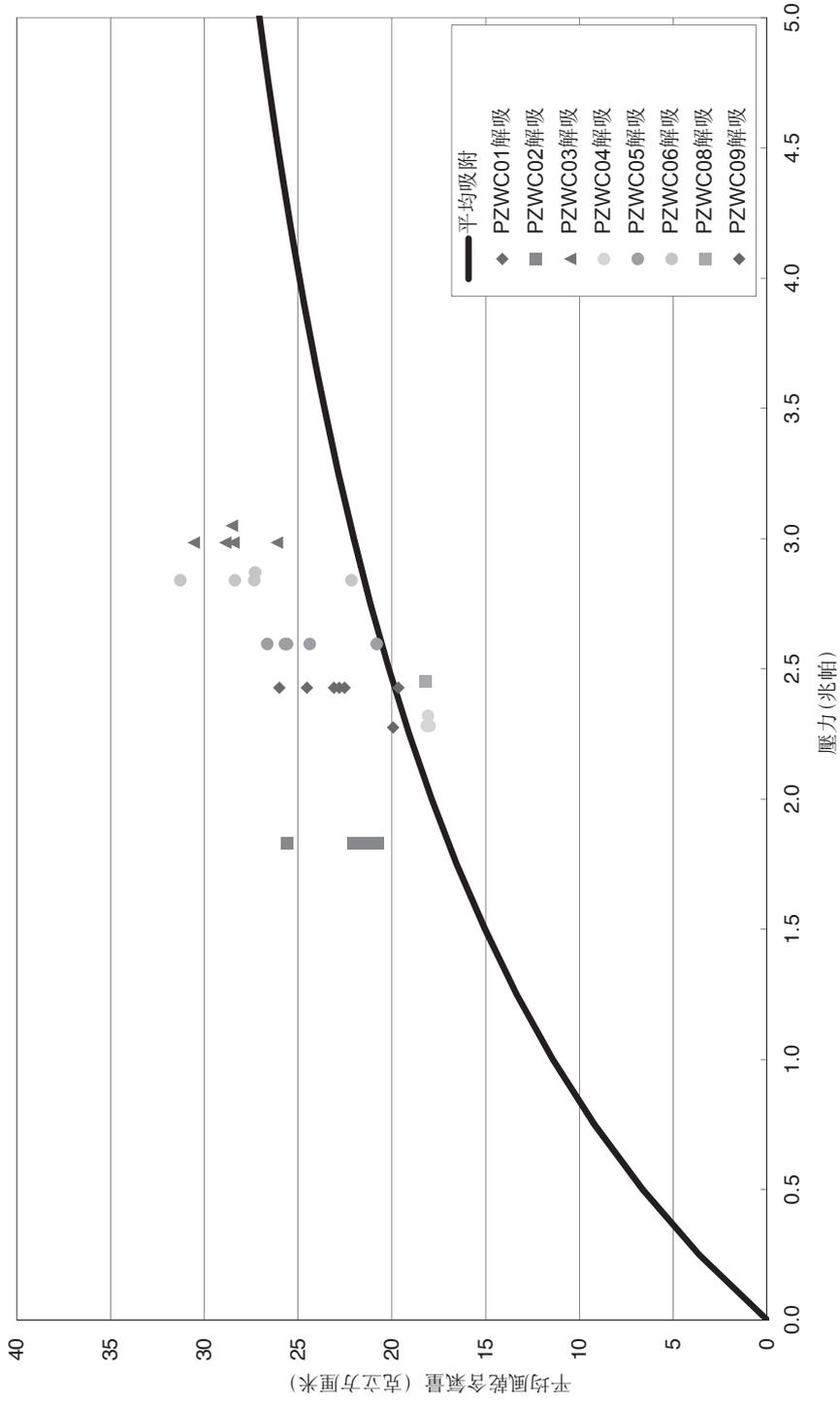


圖 2-9 此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。



含氣量對壓力
煤層15
中華人民共和國山西省潘莊區塊



此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖2-10



天然氣淨儲量摘要圖
 中華人民共和國山西省潘莊區塊
 亞美能源控股有限公司權益
 於2014年12月31日

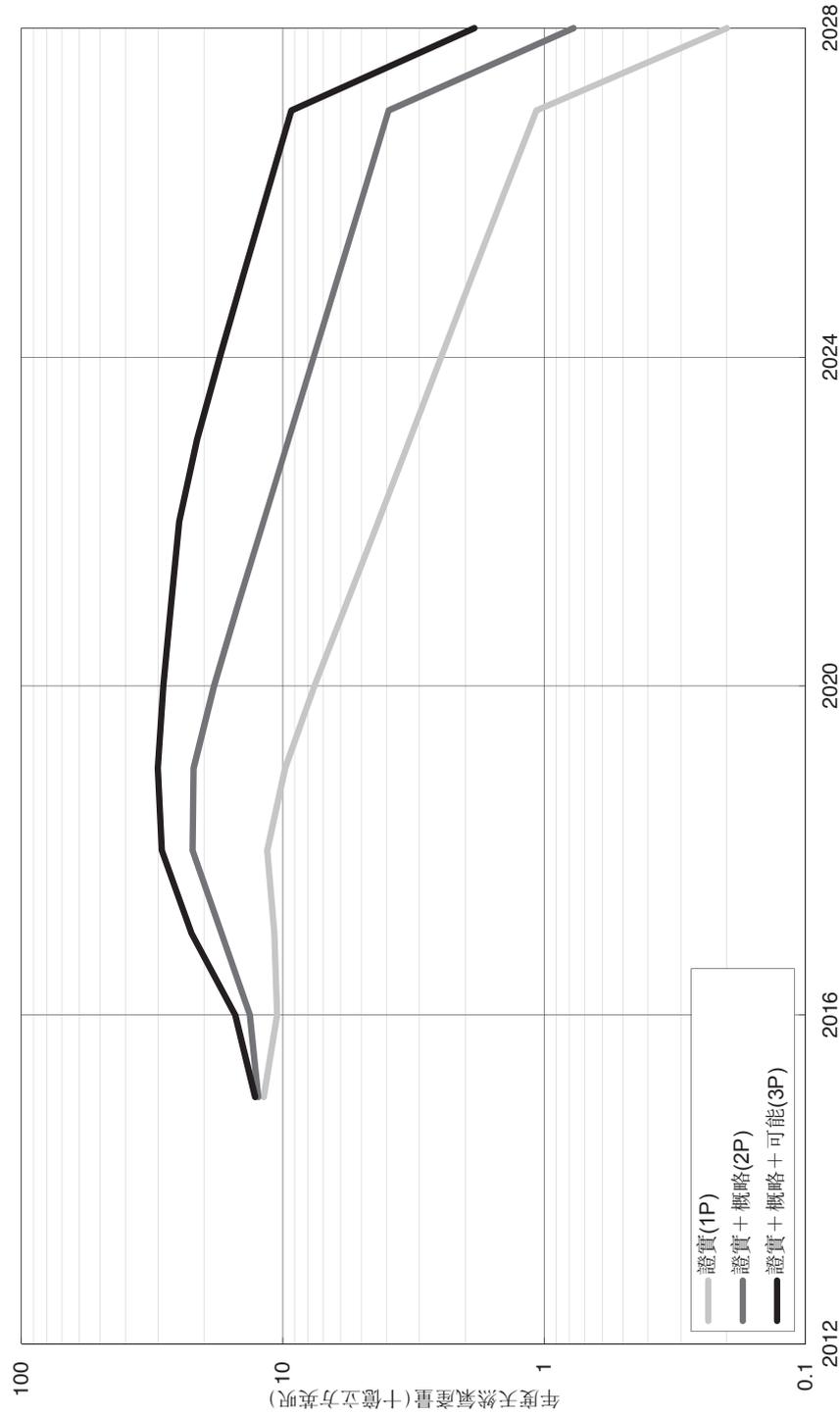


圖2-11 此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。



後備天然氣資源淨量的摘要圖
中華人民共和國山西省潘莊區塊
亞美能源控股有限公司權益
於2014年12月31日

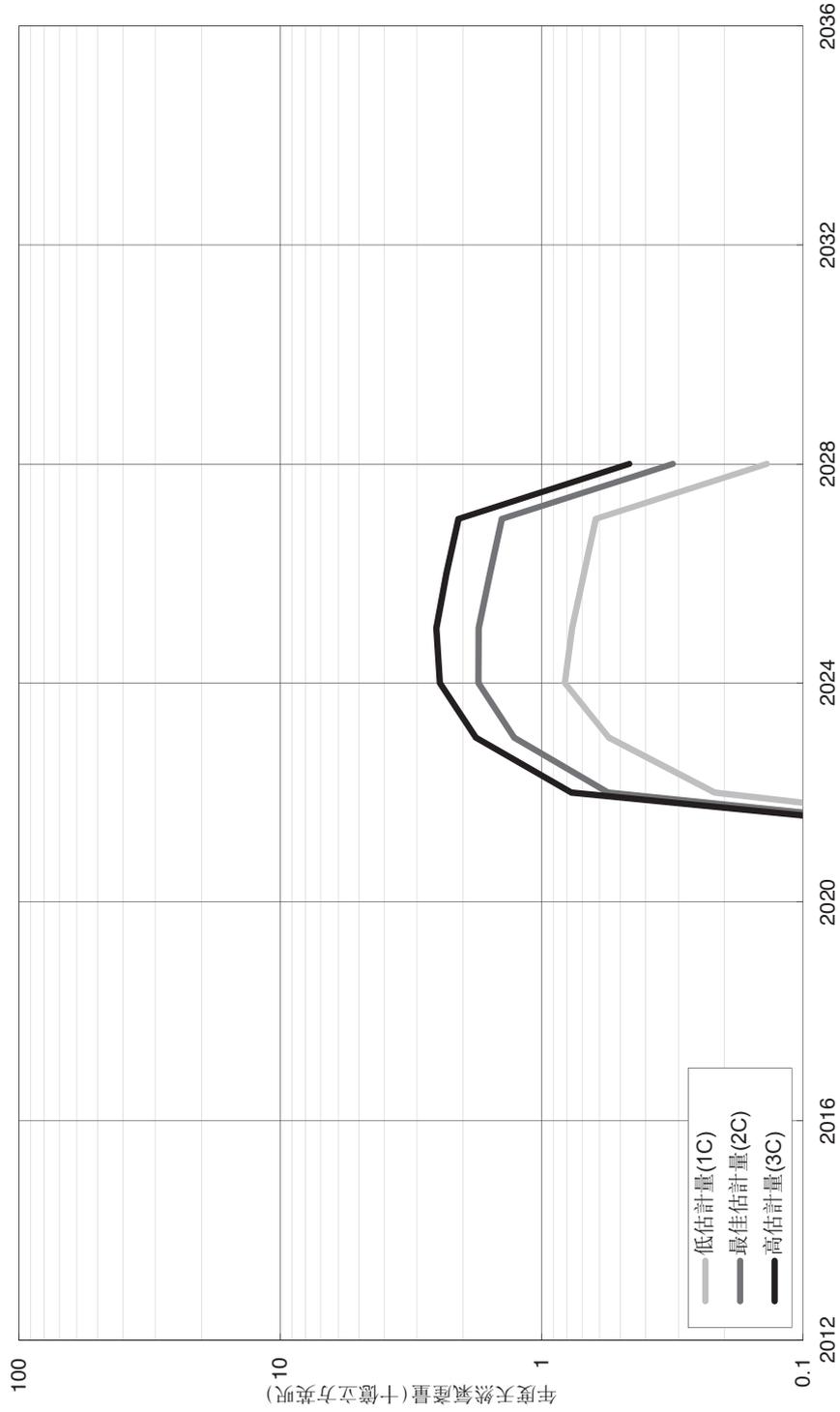


圖2-12 此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。



典型生產情況
多分支水平井—煤層3
中華人民共和國山西省潘莊區塊
於2014年12月31日

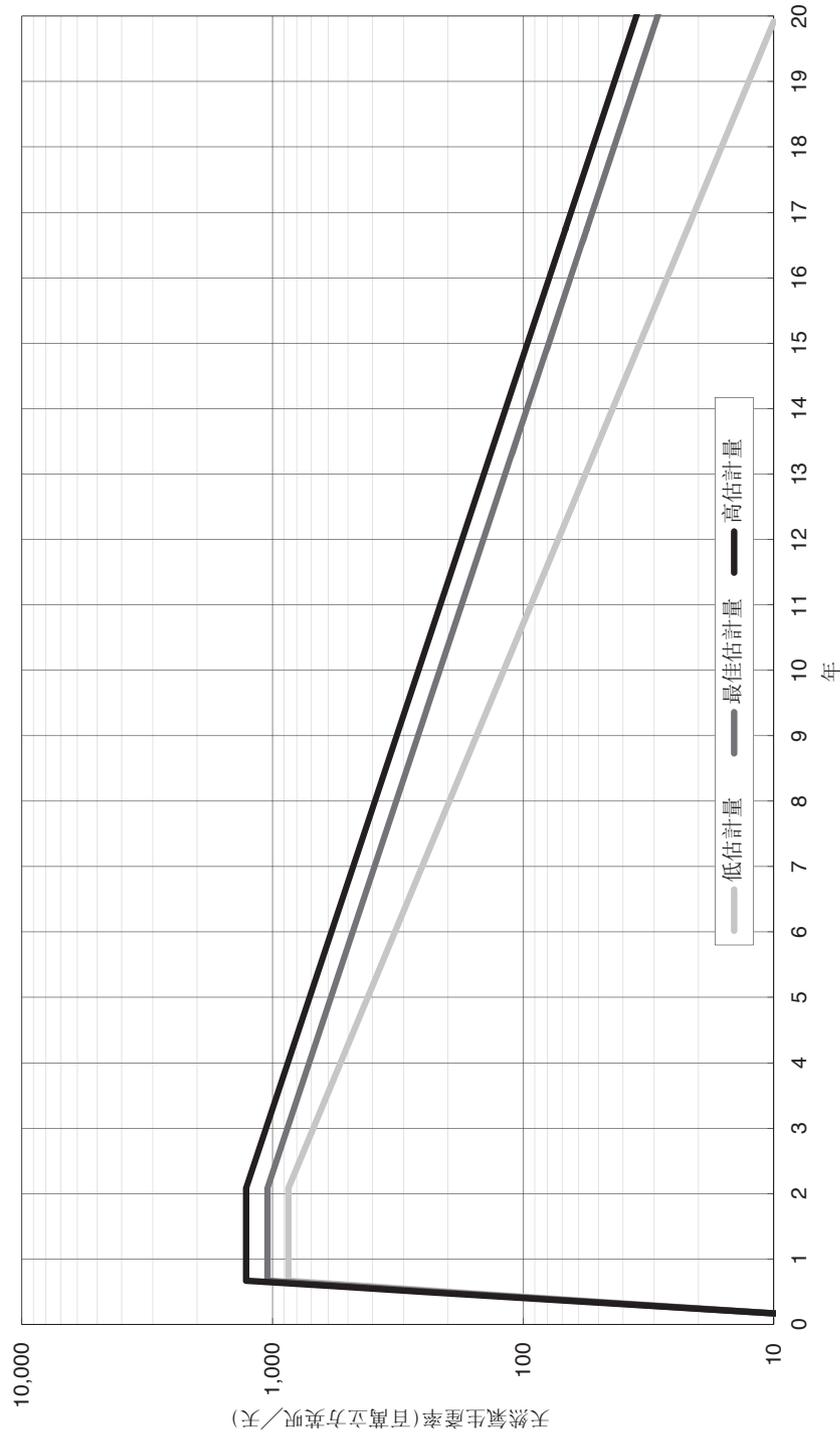
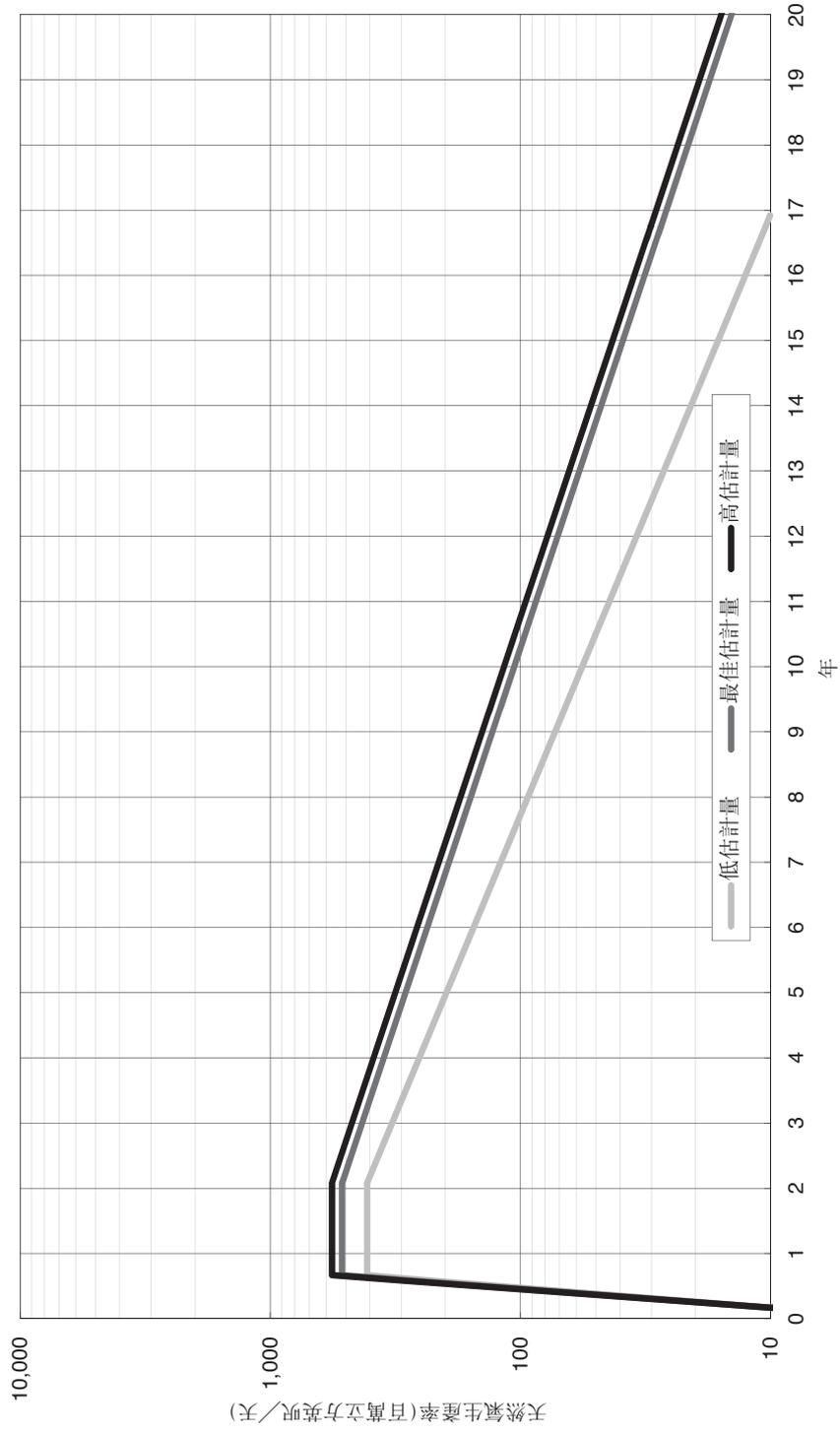


圖2-13 此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所局限。



典型生產情況
多分支水平井 — 煤層15
中華人民共和國山西省潘莊區塊
於2014年12月31日

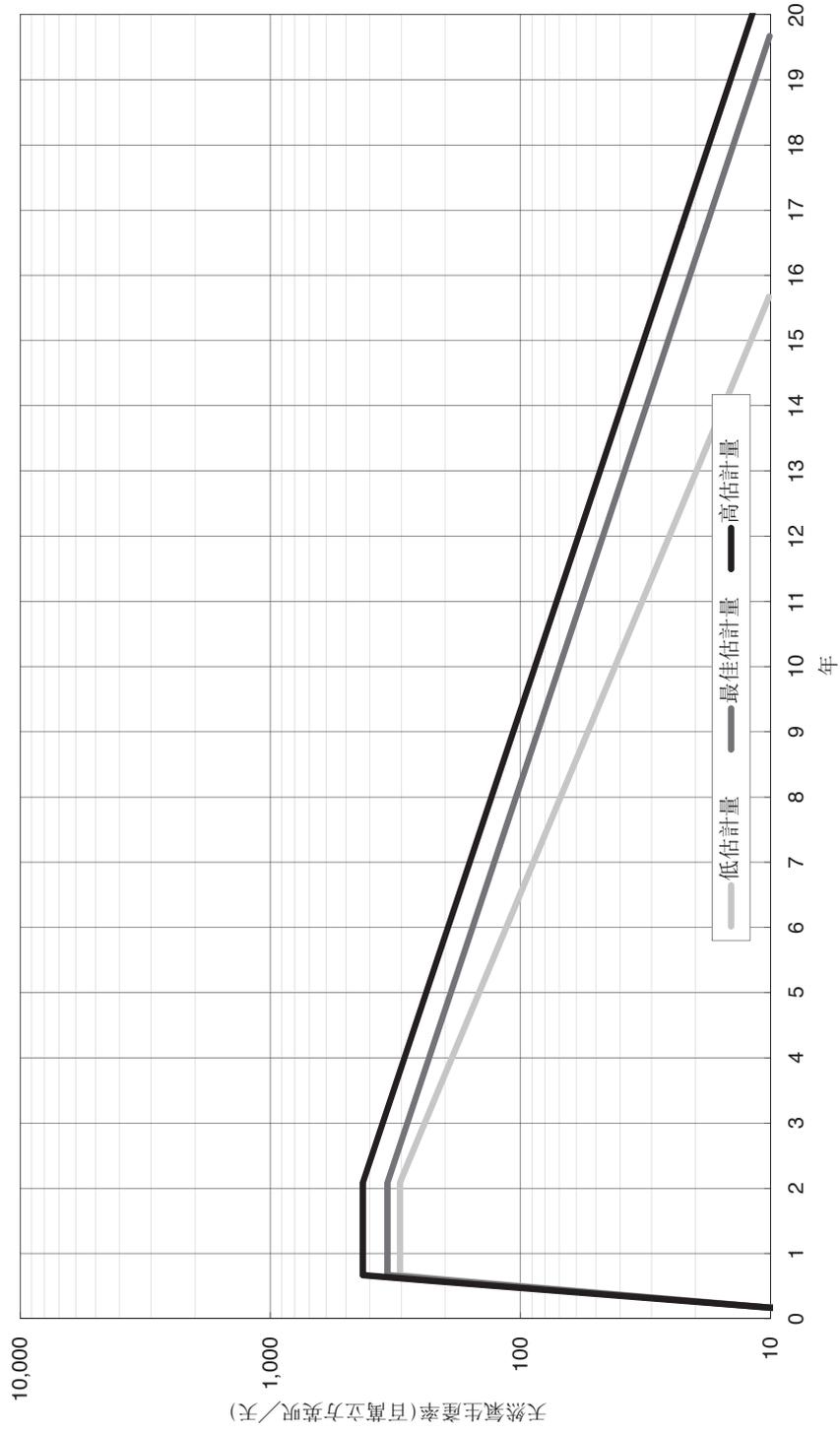


此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖2-14



典型生產情況
單分支水平井 — 煤層3
中華人民共和國山西省潘莊區塊
於2014年12月31日

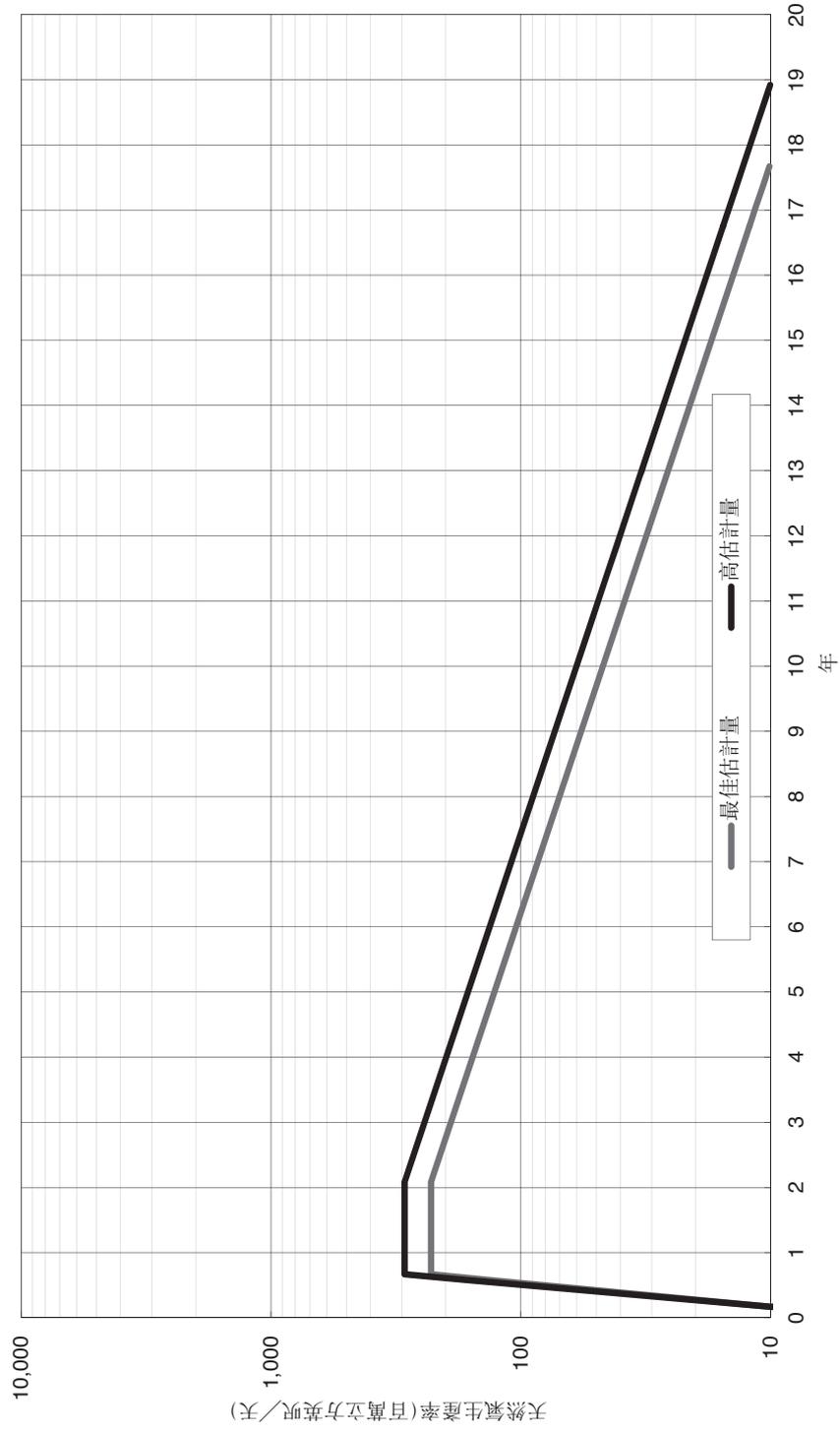


此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖2-15



典型生產情況
單分支水平井 — 煤層15
中華人民共和國山西省潘莊區塊
於2014年12月31日

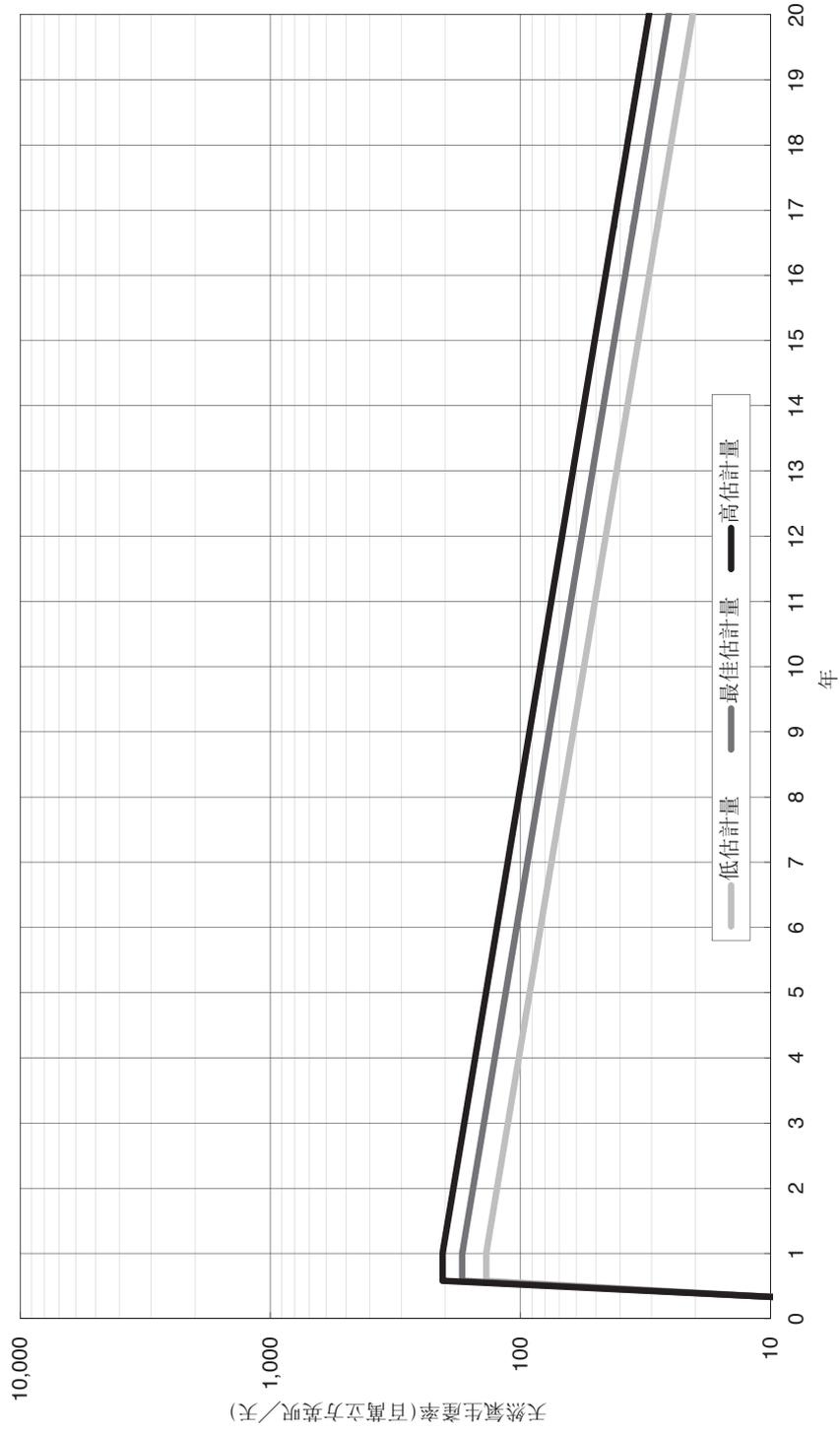


此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖2-16



典型生產情況
叢式井 — 煤層3及15
中華人民共和國山西省潘莊區塊
於2014年12月31日

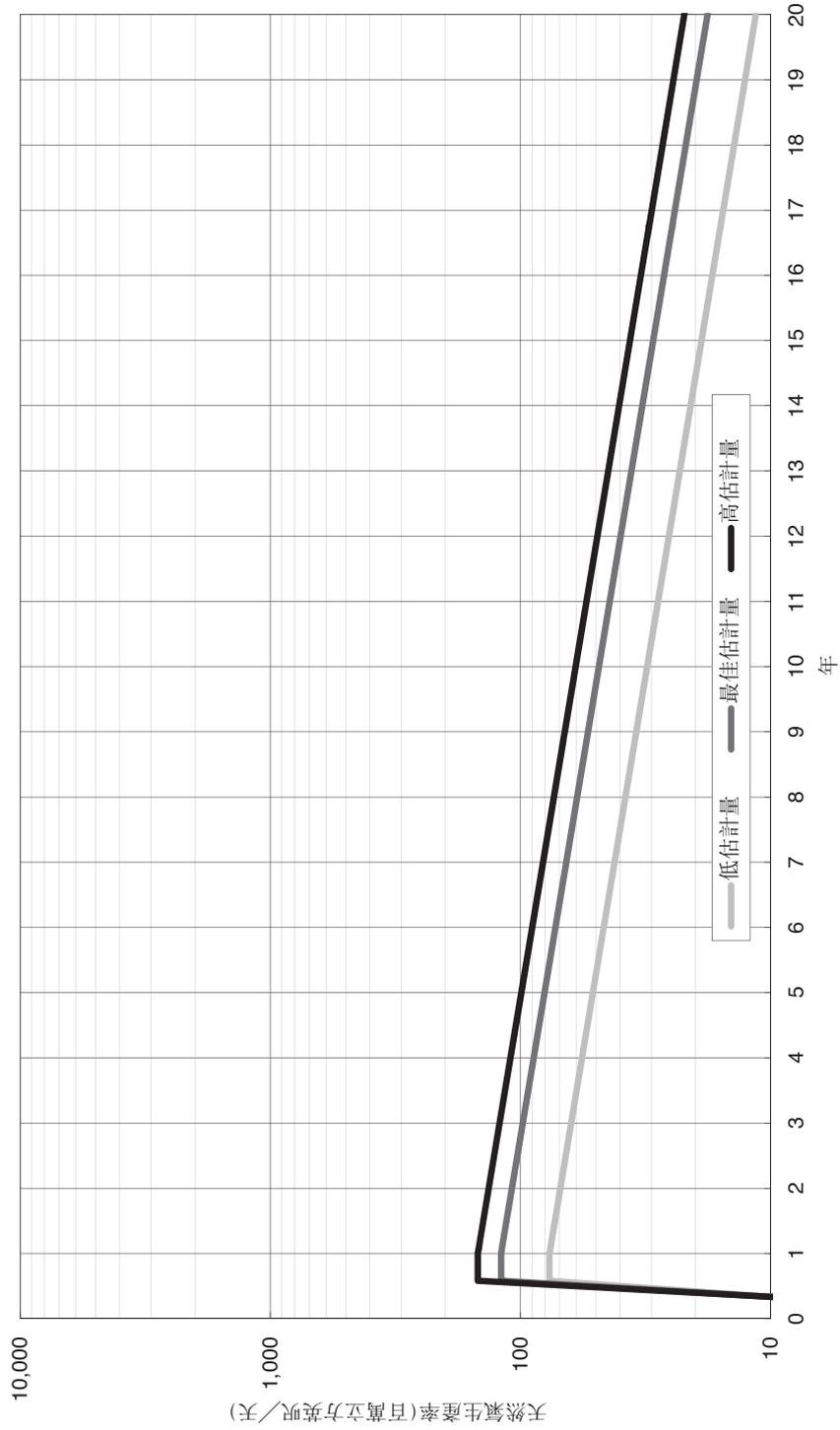


此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖2-17



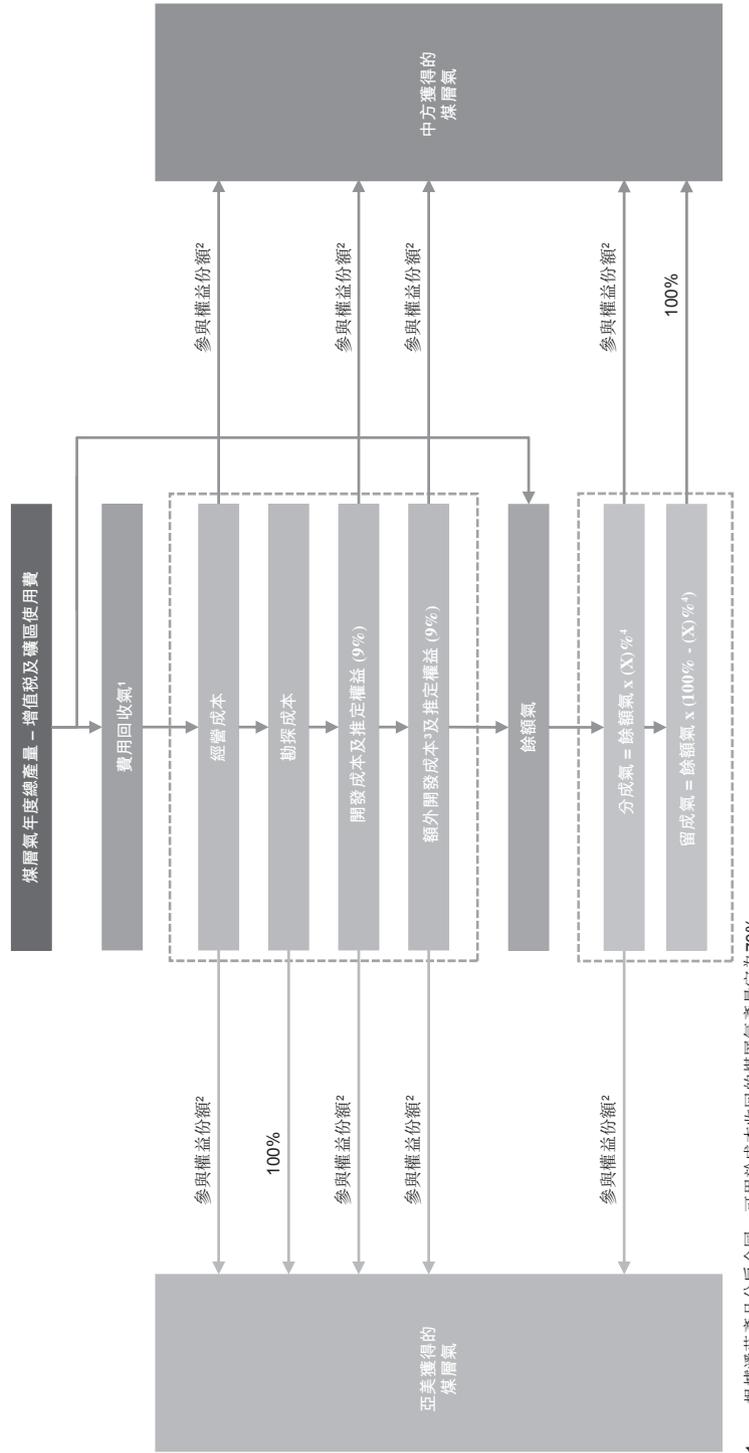
典型生產情況
叢式井—薄煤層
中華人民共和國山西省潘莊區塊
於2014年12月31日



此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖2-18

成本收回及生產分配流程圖
潘莊區塊產品分成合同
亞美能源控股有限公司



1. 根據潘莊產品分戶合同，可用於成本收回的煤層氣產量定為70%。
2. 分配乃基於各方自根據產品分成合同的煤層氣區塊的參與權益。根據潘莊合同，中聯煤層氣及亞美各自的參與權益為20%及80%。
3. 額外項目指為透過額外投資提高氣藏產能或大幅增加可採儲量而設計的項目。截至本報告日期，並無額外開發項目成本。
4. 系數(X)乃根據基於煤層氣年度總產量的一系列連續增量等級釐定。

根據亞美能源控股有限公司提供數據改編。

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖2-19

附錄三

獨立技術報告

截至期間	總氣量 (十億立方英尺)	淨氣量 (十億立方英尺)	公司總收益 ⁽¹⁾ (百萬美元)	礦區使用費 (百萬美元)	增值稅 (百萬美元)	投資淨額 (百萬美元)	經營開支淨額 (百萬美元)	除所得稅前		除所得稅後	
								總計	累計淨現值 (按10%計)	總計	累計淨現值 (按10%計)
12-31-2015	15.0	11.6	106.9	0.0	0.0	0.0	4.4	102.5	97.7	80.3	76.5
12-31-2016	12.4	9.4	88.6	0.0	0.0	0.0	4.3	84.2	170.8	71.5	139.1
12-31-2017	9.2	7.0	72.3	0.0	0.0	0.0	3.9	68.4	224.7	57.3	184.7
12-31-2018	6.9	5.2	59.1	0.0	0.0	0.0	3.5	55.6	264.5	49.1	223.4
12-31-2019	5.1	3.9	48.3	0.0	0.0	0.0	3.2	45.1	293.9	40.1	251.2
12-31-2020	3.8	2.9	39.6	0.0	0.0	0.0	3.0	36.6	315.6	32.0	270.6
12-31-2021	2.8	2.2	30.5	0.0	0.0	0.0	2.8	27.7	330.5	24.9	284.7
12-31-2022	2.1	1.6	23.6	0.0	0.0	0.0	2.7	20.8	340.7	19.3	295.0
12-31-2023	1.6	1.2	18.2	0.0	0.0	0.0	2.7	15.5	347.6	12.6	300.1
12-31-2024	1.2	0.9	14.0	0.0	0.0	0.0	2.5	11.5	352.2	9.0	303.4
12-31-2025	0.9	0.7	10.7	0.0	0.0	0.0	2.3	8.4	355.3	6.3	305.3
12-31-2026	0.6	0.5	8.2	0.0	0.0	0.0	2.2	6.0	357.3	4.4	306.5
12-31-2027	0.5	0.4	6.4	0.0	0.0	0.0	2.2	4.1	358.6	3.0	307.2
12-31-2028	0.1	0.1	1.2	0.0	0.0	0.0	0.5	0.7	358.8	(0.2)	306.8
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	358.8	0.0	306.8
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	358.8	0.0	306.8
12-31-2031	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	358.8	0.0	306.8
12-31-2032	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	358.8	0.0	306.8
12-31-2033	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	358.8	0.0	306.8
12-31-2034	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	358.8	0.0	306.8
12-31-2035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	358.8	0.0	306.8
12-31-2036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	358.8	0.0	306.8
總計	62.1	47.5	527.5	0.0	0.0	0.0	40.3	487.3	358.8	409.6	306.8
累計產量	32.6										
最終	94.7										

折現率(%)	現值(百萬美元)	
	除所得稅前	除所得稅後
8	378.7	323.8
15	317.5	271.5
20	285.3	243.7
25	259.5	221.3
30	238.5	203.0

基於亞美價格及成本參數

⁽¹⁾ 所示公司總收益為扣除礦區使用費後。

⁽²⁾ 所示的未來淨收益不應視作該等資產公平市值。

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

截至期間	總儲量 (十億立方英尺)	淨儲量 (十億立方英尺)	公司總收益 ⁽¹⁾ (百萬美元)	礦區使用費 (百萬美元)	增值稅 (百萬美元)	投資淨額 (百萬美元)	經營開支淨額 (百萬美元)	除所得稅前		除所得稅後	
								累計淨現值 (按10%計)	總計	累計淨現值 (按10%計)	總計
12-31-2015	0.3	0.2	1.9	0.0	0.0	13.4	9.7	(51.1)	(48.7)	(40.0)	(38.2)
12-31-2016	1.4	1.1	10.3	0.0	0.0	32.2	10.6	(32.6)	(62.7)	(27.7)	(62.7)
12-31-2017	5.0	3.8	38.9	0.0	0.0	38.8	11.4	(11.3)	(85.9)	(9.5)	(70.6)
12-31-2018	8.2	6.3	70.8	0.0	0.0	0.0	13.2	57.7	(44.6)	50.9	(37.6)
12-31-2019	7.8	5.9	73.8	0.0	0.0	0.0	14.2	59.6	(5.8)	52.9	(4.9)
12-31-2020	6.1	4.7	63.9	0.0	0.0	0.0	12.8	51.1	24.5	44.6	21.0
12-31-2021	4.7	3.6	50.3	0.0	0.0	0.0	10.8	39.5	45.8	35.5	39.4
12-31-2022	3.6	2.7	39.6	0.0	0.0	0.0	9.0	30.6	60.7	28.4	52.6
12-31-2023	2.7	2.1	31.3	0.0	0.0	0.0	7.7	23.6	71.2	19.1	61.5
12-31-2024	2.1	1.6	24.8	0.0	0.0	0.0	6.7	18.1	78.5	14.3	67.6
12-31-2025	1.6	1.2	19.8	0.0	0.0	0.0	5.9	13.9	83.6	10.5	71.9
12-31-2026	1.2	0.9	15.7	0.0	0.0	0.0	5.2	10.4	87.1	7.6	74.7
12-31-2027	0.9	0.7	12.3	0.0	0.0	0.0	4.6	7.7	89.5	5.6	76.6
12-31-2028	0.2	0.1	2.4	0.0	0.0	0.0	1.0	1.4	89.9	(0.4)	76.8
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.9	0.0	76.8
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.9	0.0	76.8
12-31-2031	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.9	0.0	76.8
12-31-2032	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.9	0.0	76.8
12-31-2033	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.9	0.0	76.8
12-31-2034	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.9	0.0	76.8
12-31-2035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.9	0.0	76.8
12-31-2036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	89.9	0.0	76.8
總計	45.8	34.8	455.7	0.0	0.0	114.3	122.8	218.6	89.9	191.9	76.8
累計產量	0.0										
最終	45.8										

淨現值(百萬美元)

折現率(%)	除所得稅前	除所得稅後
8	108.2	92.5
15	54.3	46.4
20	29.2	24.9
25	11.1	9.5
30	(2.1)	(1.8)

基於亞美價格及成本參數

⁽¹⁾ 所示公司總收益為扣除礦區使用費後。

⁽²⁾ 所示的未來淨收益不應視作該等資產公平市值。

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

附錄三

獨立技術報告

截至期間	總氣量 (十億立方英尺)	淨氣量 (十億立方英尺)	公司總收益 ⁽¹⁾ (百萬美元)	礦區使用費 (百萬美元)	增值稅 (百萬美元)	投資淨額 (百萬美元)	經營開支淨額 (百萬美元)	除所得稅前		除所得稅後	
								累計淨現值 (按10%計)	總計	累計淨現值 (按10%計)	總計
12-31-2015	15.2	11.8	108.9	0.0	0.0	43.4	14.1	51.4	49.0	40.2	38.4
12-31-2016	13.8	10.5	98.8	0.0	0.0	32.2	15.0	51.7	93.8	43.9	76.4
12-31-2017	14.2	10.8	111.2	0.0	0.0	38.8	15.3	57.1	138.8	47.8	114.1
12-31-2018	15.1	11.5	129.9	0.0	0.0	0.0	16.6	113.3	219.9	100.0	185.7
12-31-2019	12.9	9.8	122.1	0.0	0.0	0.0	17.4	104.7	288.1	93.0	246.3
12-31-2020	9.9	7.6	103.5	0.0	0.0	0.0	15.8	87.8	340.1	76.6	291.6
12-31-2021	7.5	5.7	80.8	0.0	0.0	0.0	13.6	67.2	376.3	60.4	324.2
12-31-2022	5.7	4.3	63.2	0.0	0.0	0.0	11.8	51.4	401.4	47.7	347.5
12-31-2023	4.3	3.3	49.5	0.0	0.0	0.0	10.4	39.1	418.8	31.7	361.6
12-31-2024	3.3	2.5	38.8	0.0	0.0	0.0	9.2	29.6	430.8	23.3	371.0
12-31-2025	2.5	1.9	30.5	0.0	0.0	0.0	8.2	22.2	439.0	16.8	377.2
12-31-2026	1.9	1.4	23.9	0.0	0.0	0.0	7.5	16.4	444.4	12.0	381.2
12-31-2027	1.4	1.1	18.6	0.0	0.0	0.0	6.8	11.8	448.0	8.7	383.9
12-31-2028	0.3	0.2	3.6	0.0	0.0	0.0	1.6	2.1	448.6	-0.7	383.7
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	448.6	0.0	383.7
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	448.6	0.0	383.7
12-31-2031	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	448.6	0.0	383.7
12-31-2032	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	448.6	0.0	383.7
12-31-2033	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	448.6	0.0	383.7
12-31-2034	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	448.6	0.0	383.7
12-31-2035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	448.6	0.0	383.7
12-31-2036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	448.6	0.0	383.7
總計	107.9	82.3	983.3	0.0	0.0	114.3	163.1	705.8	448.6	601.5	383.7
累計產量	32.6										
最終	140.5										

淨現值(百萬美元)	
除所得稅前	除所得稅後
486.8	416.3
371.8	317.9
314.4	368.6
270.7	230.8
236.5	201.2

基於亞美價格及成本參數

折現率(%)	
除所得稅前	除所得稅後
8	8
15	15
20	20
25	25
30	30

⁽¹⁾ 所示公司總收益為扣除礦區使用費後。

⁽²⁾ 所示的未來淨收益不應視作該等資產公平市值。

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

附錄三

獨立技術報告

截至期間	總儲量 (十億立方英尺)	淨氣量 (十億立方英尺)	公司總收益 ⁽¹⁾ (百萬美元)	礦區使用費 (百萬美元)	增值稅 (百萬美元)	投資淨額 (百萬美元)	經營開支淨額 (百萬美元)	除所得稅前		除所得稅後	
								累計淨現值 (按10%計)	總計	累計淨現值 (按10%計)	總計
12-31-2015	0.8	0.6	5.7	0.0	0.0	37.6	0.7	(32.6)	(31.1)	(33.0)	(31.5)
12-31-2016	3.8	2.9	26.8	0.0	0.0	23.4	1.8	1.6	(29.7)	(1.7)	(33.0)
12-31-2017	8.5	6.4	66.2	0.0	0.0	25.9	4.3	36.0	(1.4)	26.0	(12.5)
12-31-2018	14.3	10.7	121.0	0.0	0.0	29.9	6.0	85.0	59.5	65.1	34.2
12-31-2019	16.2	12.1	151.2	0.0	0.0	0.0	6.4	144.9	153.9	119.1	111.7
12-31-2020	14.3	10.8	147.5	0.0	0.0	0.0	7.6	139.9	236.7	114.9	179.7
12-31-2021	12.0	9.1	128.5	0.0	0.0	0.0	7.7	120.8	301.7	99.1	233.1
12-31-2022	9.9	7.5	110.3	0.0	0.0	0.0	7.5	102.8	352.0	84.0	274.1
12-31-2023	8.2	6.2	94.3	0.0	0.0	0.0	7.3	87.0	390.7	69.8	305.2
12-31-2024	6.8	5.1	80.6	0.0	0.0	0.0	7.2	73.4	420.4	57.8	328.6
12-31-2025	5.6	4.2	68.8	0.0	0.0	0.0	7.1	61.7	443.1	48.0	346.2
12-31-2026	4.6	3.5	58.5	0.0	0.0	0.0	6.9	51.6	460.3	39.6	359.4
12-31-2027	3.8	2.9	49.9	0.0	0.0	0.0	6.9	43.0	473.4	32.6	369.3
12-31-2028	0.8	0.6	10.4	0.0	0.0	0.0	1.6	8.8	475.9	1.9	369.9
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	475.9	0.0	369.9
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	475.9	0.0	369.9
12-31-2031	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	475.9	0.0	369.9
12-31-2032	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	475.9	0.0	369.9
12-31-2033	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	475.9	0.0	369.9
12-31-2034	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	475.9	0.0	369.9
12-31-2035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	475.9	0.0	369.9
12-31-2036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	475.9	0.0	369.9
總計	109.3	82.6	1,119.7	0.0	0.0	116.8	79.0	923.8	475.9	723.0	369.9
累計產量	0.0										
最終	109.3										

淨現值(百萬美元)	
除所得稅前	除所得稅後
538.7	419.5
354.7	273.8
269.5	206.2
208.0	157.4
162.7	121.4

基於亞美價格及成本參數

折現率(%)	
除所得稅前	除所得稅後
8	15
15	20
20	25
25	30

⁽¹⁾ 所示公司總收益為扣除礦區使用費後。

⁽²⁾ 所示的未來淨收益不應視作該等資產公平市值。

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

附錄三

獨立技術報告

截至期間	總氣量 (十億立方英尺)	淨氣量 (十億立方英尺)	公司總收益(1) (百萬美元)	礦區使用費 (百萬美元)	增值稅 (百萬美元)	投資淨額 (百萬美元)	經營開支淨額 (百萬美元)	除所得稅前		除所得稅後	
								總計	累計淨現值 (按10%計)	總計	累計淨現值 (按10%計)
12-31-2015	16.0	12.4	114.5	0.0	0.0	81.0	14.8	18.8	17.9	7.2	6.9
12-31-2016	17.6	13.4	125.6	0.0	0.0	55.5	16.8	53.3	64.1	42.1	43.4
12-31-2017	22.7	17.2	177.3	0.0	0.0	64.7	19.6	93.1	137.4	73.8	101.6
12-31-2018	29.4	22.1	250.9	0.0	0.0	29.9	22.7	198.3	279.5	165.1	219.9
12-31-2019	29.1	21.9	273.3	0.0	0.0	0.0	23.7	249.6	442.0	212.1	358.0
12-31-2020	24.2	18.3	251.1	0.0	0.0	0.0	23.4	227.7	576.8	191.5	471.4
12-31-2021	19.5	14.8	209.3	0.0	0.0	0.0	21.3	188.0	678.0	159.6	557.2
12-31-2022	15.6	11.9	173.5	0.0	0.0	0.0	19.3	154.2	753.4	131.7	621.7
12-31-2023	12.5	9.5	143.7	0.0	0.0	0.0	17.7	126.1	809.5	101.4	666.8
12-31-2024	10.0	7.6	119.4	0.0	0.0	0.0	16.4	103.0	851.2	81.1	699.6
12-31-2025	8.0	6.1	99.3	0.0	0.0	0.0	15.3	83.9	882.0	64.8	723.4
12-31-2026	6.4	4.9	82.4	0.0	0.0	0.0	14.3	68.0	904.8	51.6	740.6
12-31-2027	5.2	3.9	68.6	0.0	0.0	0.0	13.7	54.8	921.4	41.3	753.2
12-31-2028	1.0	0.8	14.0	0.0	0.0	0.0	3.1	10.9	924.5	1.2	753.5
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	924.5	0.0	753.5
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	924.5	0.0	753.5
12-31-2031	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	924.5	0.0	753.5
12-31-2032	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	924.5	0.0	753.5
12-31-2033	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	924.5	0.0	753.5
12-31-2034	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	924.5	0.0	753.5
12-31-2035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	924.5	0.0	753.5
12-31-2036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	924.5	0.0	753.5
總計	217.3	164.9	2,102.9	0.0	0.0	231.1	242.1	1,629.6	924.5	1,324.5	753.5
累計產量	32.6										
最終	249.9										

淨現值(百萬美元)	
除所得稅前	除所得稅後
1,025.5	835.8
726.4	591.6
583.9	474.8
478.7	388.2
399.2	322.6

折現率(%) 8
15
20
25
30

基於亞美價格及成本參數

(1) 所示公司總收益為扣除礦區使用費後。

(2) 所示的未來淨收益不應視作該等資產公平市值。

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。



可能儲量預測概要
中華人民共和國山西省
潘莊區塊
亞美能源控股有限公司
截至2014年12月31日

截至期間	總氣量 (十億立方英尺)	淨氣量 (十億立方英尺)	公司總收益 (百萬美元)	礦區使用費 (百萬美元)	增值稅 (百萬美元)	投資淨額 (百萬美元)	經營開支淨額 (百萬美元)
12-31-2015	0.4	0.3	3.1	0.0	0.0	0.0	0.1
12-31-2016	2.5	1.8	17.3	0.0	0.0	19.8	0.7
12-31-2017	7.0	5.2	53.5	0.0	0.0	1.9	1.8
12-31-2018	9.5	6.9	78.2	0.2	0.0	27.2	2.4
12-31-2019	11.2	8.2	101.6	0.4	0.0	41.4	3.8
12-31-2020	14.0	10.3	141.2	0.1	0.0	42.7	5.6
12-31-2021	16.2	12.0	169.2	0.0	0.0	29.7	8.5
12-31-2022	17.5	13.0	190.8	0.0	0.0	0.0	10.6
12-31-2023	15.7	11.8	178.3	0.0	0.0	0.0	11.4
12-31-2024	13.0	9.8	153.5	0.0	0.0	0.0	11.0
12-31-2025	10.5	8.0	130.2	0.0	0.0	0.0	10.2
12-31-2026	8.6	6.5	109.9	0.0	0.0	0.0	9.7
12-31-2027	7.0	5.3	92.8	0.0	0.0	0.0	9.2
12-31-2028	1.4	1.1	19.6	0.0	0.0	0.0	2.3

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖2-25



風險評估
潘莊區塊儲量
亞美能源控股有限公司
截至2014年12月31日

類別／問題	可能性	結果	總體風險
煤炭數量			
缺煤	未必	主要	低
貧煤質量(等級、煤顯微組分)	未必	中等	低
弱煤層分佈(多煤層比對單一煤層)	未必	中等	低
含氣量			
含量不足	未必	主要	低
壓力不足(負壓)	未必	中等	低
低飽和水平	未必	主要	低
不利氣體組分	未必	中等	低
受限制熱成因氣體生成(主要生物成因)	未必	主要	低
煤炭滲透性			
煙流動性不足	未必	主要	低
割理進展不足	未必	中等	低
不利的應力導向	未必	次要	低
不利的覆蓋層壓力(深度)	未必	中等	低
氣產量			
不能為煤炭減壓	未必	主要	低
不能有效完成操作	未必	主要	低
過度的含水層補給	未必	中等	低
氣體峰值速率不足	未必	主要	低
每間距單位的估計最終回採量不足	未必	主要	低
經濟發展			
水處理方法不足	未必	中等	低
過度氣體處理需求	未必	中等	低
缺少氣體市場及有利價格	未必	主要	低
不利財政條款	未必	主要	低
環境			
水排放違規	未必	次要	低
監管不允或延誤	可能	中等	中
地質及環境災難	未必	中等	低

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖2-26



風險評估
潘莊區塊後備資源量
亞美能源控股有限公司
截至2014年12月31日

類別／問題	可能性	結果	總體風險
煤炭數量			
缺煤	可能	主要	中
貧煤質量(等級、煤顯微組分)	可能	中等	中
弱煤層分佈(多煤層比對單一煤層)	極可能	中等	高
含氣量			
含量不足	未必	主要	低
壓力不足(負壓)	未必	中等	低
低飽和水平	未必	主要	中
不利氣體組分	未必	中等	低
受限制熱成因氣體生成(主要生物成因)	未必	主要	低
煤炭滲透性			
煙流動性不足	可能	主要	中
割理進展不足	未必	中等	低
不利的應力導向	未必	次要	低
不利的覆蓋層壓力(深度)	未必	中等	低
氣產量			
不能為煤炭減壓	可能	主要	中
不能有效完成操作	可能	主要	中
過度的含水層補給	未必	中等	低
氣體峰值速率不足	可能	主要	中
每間距單位的估計最終回採量不足	可能	主要	中
經濟發展			
水處理方法不足	未必	中等	低
過度氣體處理需求	未必	中等	低
缺少氣體市場及有利價格	未必	主要	低
不利財政條款	未必	主要	低
環境			
水排放違規	未必	次要	低
監管不允或延誤	可能	中等	中
地質及環境災難	未必	中等	低

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖2-27



亞美能源控股有限公司
於中華人民共和國
山西省
馬必區塊的
技術討論
於2014年12月31日

概覽

馬必產品分成合同於2004年7月16日簽訂，覆蓋位於山西省的整個馬必區塊。馬必區塊位於潘莊區塊的西北部，最初覆蓋面積為1,371平方公里；然而，由於該區塊的東北部份採礦活動即將被撤銷(煤礦深度延伸至盆地軸線)，其面積已減至897平方公里。亞美為作業者，擁有該區塊70%參與權益，中國石油天然氣股份有限公司(中石油)擁有餘下30%權益。如產品分成合同第26.4.5條所載，馬必產品分成合同將於2034年7月31日屆滿。

地質及氣藏特性

馬必區塊位於沁水盆地的南部及西南部邊界。沁水盆地為不對稱盆地，東部坡度平緩，西部坡度陡峭。沁水盆地有兩個主要橫向連續煤層，稱為煤層3及15。該等煤層由潘莊區塊朝西延伸至馬必區塊，直至馬必區塊的南邊及西南邊的露頭邊界。煤層3由東面至西面變薄並穿過馬必區塊，於該區塊的西半部分厚度低於1米。煤層2、煤層3以上(較高薄煤層)的其他薄煤層，以及煤層3及15之間的薄煤層(較低薄煤層)亦位於馬必區塊內。儘管相關煤層並未如區域煤層3及15一樣連貫，但它們局部關連且厚度超過0.5米。馬必區塊的草圖、淨煤等厚線圖、深度結構圖及覆蓋層厚度圖列示於圖3-1至3-10。

煤層3及15的含氣量相關係數乃根據馬必區塊內鑽井的氣藏壓力、工業分析及解吸數據得出。基於自原來試驗區域氣井所得的氣藏壓力數據，該區域煤層3及15的最初氣藏壓力乃採用海拔787米水文等勢面及0.989兆帕/100米的壓力梯度估算。原試驗區塊的西北井口所提供的數據表示該區塊的上傾部份較低氣測試面為700米。較低壓力可能受該區塊西北部附近露頭的影響。淡水壓力梯度每100米為0.989兆帕，乃來自西北部井口的觀察數據。為我們的估值進行估計氣藏壓力，我們就馬必區塊的東半部分採用原有試驗區塊的數據，而就該區塊的西半部分採用西北部分井口數據。壓力梯度及氣測試面估計於圖3-11及圖3-12所呈列的含氣量對壓力圖列示。

與氣藏壓力數據差異相似之處，含氣量趨勢的差額乃來自原來試驗區塊的觀察數據所得。原有試驗區塊的數據顯示平均朗繆爾容量為33.0克立方厘米，且平均朗繆爾壓力為1.20兆帕。我們對本區塊的解吸數據分析得出飽和度估計分別為低、最佳、高，其百分比為75%、85%及90%。該區塊的西北部井口數據顯示預期分別有較低朗繆爾容量32.3克立方厘米及較高朗繆爾壓力1.82兆帕。另外，本區塊的解吸數據表明，與原有試驗區塊比較時，飽和度水平明顯較低。我們估計，



本區塊的低、最佳及高飽和度水平分別為45%、55%及65%。馬必區塊的東北部分預期於原試驗區塊及西北部分兩者之間含氣量價值。就東北部分，我們採用來自原有試驗區塊的朗繆爾參數，但將低、最佳、高飽和度估計分別下調至65%、75%及85%。煤層3及15的含氣量相關性通過圖3-13至圖3-17列示。

煤層厚度、覆蓋層及深度結構圖已按1,000米網格間距採樣計算原始氣體地質含量。由於採用1,000米方格，經濟及產量模型的間距單位為100公頃。每100公頃間距單位定向井的實際數目按亞美採用叢式井的內部開發方案釐定以盡可能縮短表層距離。定向井的排水面積估計為單井6.25公頃。馬必區塊氣藏特性與潘莊區塊觀察得到的特性一致，列示於下表：

煤層	地質時代	平均深度 ⁽²⁾ (米)	平均厚度 (米)	平均天然氣含量 ⁽¹⁾ (克立方厘米)		
				低估計量	最佳估計量	高估計量
2	早二疊世	732	0.5	9.4	11.5	13.6
較高薄層	早二疊世	713	0.5	9.1	11.2	13.2
3	早二疊世	712	3.2	10.1	11.8	13.5
較低薄層	晚石炭世	792	1.2	10.6	12.5	14.4
15	晚石炭世	803	3.4	10.8	12.2	13.7

⁽¹⁾ 風乾含氣量未就灰分作調整。

⁽²⁾ 相關平均數不包括並無煤礦的深度。

煤炭密度

該區塊的原始氣體地質含量採用131份煤層3岩芯樣本及101份煤層15岩芯樣本的表觀密度測量結果計算。煤層3及15的平均表觀密度分別為1.46克/立方厘米及1.49克/立方厘米。煤層3及15以外煤層的原始氣體地質含量採用1.45克/立方厘米的密度估計計算。

生產情況

根據與亞美管理層有關未來開發方案的討論，馬必區塊僅有叢式井模型。我們的經濟模型假定脫水期為3個月、之後3個月達到峰值氣體產量，隨後6個月為平穩生產期，而後產量按10%的速率呈指數式遞減。我們經濟模型的峰值產量乃根據我們對各鑽探地點估計最終回採量的體積估計的遞減曲線參數釐定。回採係數因估計氣藏廢棄壓力而不盡相同。我們對氣體量採用5%的開發自用和損耗以減少壓縮及管道損失量。馬必區塊的淨預測儲量及淨預測後備資源量摘要圖列示於圖3-18及3-19，叢式井的典型生產情況列示於圖3-20至3-23。

財政條款

馬必產品分成合同分為三個時序階段：勘探、開發及生產，其中勘探階段自2004年10月1日開始。開發階段自總體開發方案獲批准日期開始，而生產階段自根據馬必產品分成合同第1.15條開始



商業生產日期開始。馬必產品分成合同現時處於勘探階段。就本報告而言，開發階段假設為2017年1月1日開始，生產階段假設為2020年1月1日開始。合同期限自合同簽立日期起計為30年。合同會於2034年7月屆滿。

亞美在開發階段開始前支付全部成本。亞美將能夠於開發及生產階段(即亞美與中石油按其各自參與權益比例分攤成本時)收回勘探成本。亞美的收回成本結餘於2014年12月31日為200.3百萬美元。

亞美與中石油之間的收回成本及產量分配詳述於產品分成合同，並概述於圖3-24的流程圖。就本報告而言，亞美應佔的資源量及現金流量乃指淨資源量及淨收益；而在產品分成合同中，淨資源量及淨收入指公司所得。中國財政部於2007年就煤層氣產量實現的收益頒佈增值稅退稅。是項退稅已於該經濟模型內當作一項增值稅豁免。

經營成本

本報告所用經營成本乃以亞美的經營開支記錄為基準，與我們對類似煤層氣業務所知情況一致。該等成本包括鑽井及區塊成本以及企業經常開支成本。馬必區塊的直接氣井經營成本分為每月單井成本1,874美元及生產天然氣每百萬立方英尺0.213美元。區塊初始經營成本每月857,000美元乃根據12個月平均過往區塊成本進行計算；此成本在經濟模型中保持不變直至區塊層面的天然氣產量達到峰值，然後隨著時間的推移由於產量的下降而減少。區塊成本包括經常費用、一般行政費用、工程、物流、環保、健康及安全費用以及產品分成合同開支。該等成本乃按區塊為模型計算，使該等開支不會影響個別氣井的經濟情況。所有經營成本直至2015年12月31日維持穩定，然後於產品分成合同餘下期限內每年1月1日遞增3.6%。

與亞美的馬必勘探活動相關的經營成本已自本估值中扣除，乃因相關努力並無與本估值中的煤層氣儲量、後備資源量或推測資源量有關。亞美自2014年1月至12月的平均每月勘探經營成本為357,000美元。

馬必區塊儲量預測的年度開發時間、經營成本淨額及天然氣總產量如下表所示：

年度	活躍叢式井		營運成本淨額 (百萬美元)		天然氣總產量 (十億立方英尺)	
	2P	3P	2P	3P	2P	3P
2015	137	137	14.3	14.5	4.3	5.4
2016	149	149	15.3	15.6	5.3	6.8
2017	190	190	11.8	12.1	5.3	7.2
2018	299	305	14.3	14.9	6.6	9.5
2019	475	502	18.7	20.0	10.2	15.0
2020	765	793	25.8	27.5	15.9	22.9
2021	1,180	1,208	36.3	38.5	23.9	33.3
2022	1,926	1,969	55.2	58.8	37.5	51.9
2023	2,705	2,781	76.5	83.9	52.5	82.3
2024	3,451	3,586	98.9	111.2	69.7	115.6

附錄三

獨立技術報告



年度	活躍叢式井		營運成本淨額 (百萬美元)		天然氣總產量 (十億立方英尺)	
	2P	3P	2P	3P	2P	3P
2025	3,593	4,445	106.7	139.1	74.7	137.5
2026	3,593	5,618	108.9	176.2	67.3	159.6
2027	3,593	6,838	110.2	218.5	60.5	188.3
2028	3,593	8,047	111.6	261.0	54.3	207.3
2029	3,582	9,208	112.9	302.5	48.4	216.3
2030	3,540	10,412	113.4	346.6	42.6	220.2
2031	3,475	11,521	113.3	390.7	37.2	223.6
2032	3,407	12,374	113.1	428.4	32.5	220.2
2033	3,313	12,414	112.2	440.6	27.7	205.7
2034	3,177	12,316	63.8	258.5	13.9	106.1
總計			1,433.0	3,359.4	690.1	2,234.4

資本成本及開發時間

我們已就馬必區塊將亞美的開發方案納入我們的經濟模型，當中採用每100公頃最多16口定向井的模式，連同亞美就露天開採設備及土地收購以及平整的估計成本。亞美計劃於2015年對29口現有鑽井進行壓裂(震激)及對其他6口馬必氣井開展鑽井工程。鑽探、完井及生產設備的資本成本乃根據合併亞美實際成本及供應商對未來鑽井成本報價進行計算。按2P及3P水平預測其他設施項目的資本成本乃根據每年井數比例以及亞美直至2020年的內部資本開支計劃計算，則制定為通過產品分成合同餘下期限鑽探及完井資本開支的20%計。馬必區塊壓裂(震激)費用預期於2016年減少，是因為活動水平增加並實現規模經濟效應所致。該等項目(於未計及通脹前)的估計資本成本列示於下表：

年度	單井資本成本(百萬美元)			
	套管鑽井	主要煤層壓裂 (震激) ⁽¹⁾	次要煤層壓裂 (震激)	露天開採設備
2015	191	131或262	95	102
其後	172	082或164	91	92

⁽¹⁾ 各口井可進行最多2次主要煤層壓裂(震激)。

自2017年起，資本成本按產品分成合同餘下期間每年1月1日遞增3.6%。

2P及3P儲量及1C、2C及3C後備資源量的年度開發時間、淨投資及天然氣淨產量列示於下表：

年度	已鑽探叢式井		投資淨額 ⁽¹⁾ (百萬美元)		天然氣淨產量 (十億立方英尺)	
	2P	3P	2P	3P	2P	3P
2015	6	6	42.3	43.1	3.8	4.8
2016	35	35	31.5	33.4	4.7	6.1
2017	103	103	54.3	57.0	4.7	6.4
2018	174	202	100.9	112.8	5.9	8.5
2019	282	282	172.9	181.4	9.2	12.1
2020	362	362	219.3	224.7	11.6	15.2

附錄三

獨立技術報告



年度	已鑽探叢式井		投資淨額 ⁽¹⁾ (百萬美元)		天然氣淨產量 (十億立方英尺)	
	2P	3P	2P	3P	2P	3P
2021	806	806	328.0	345.7	15.8	22.0
2022	763	811	319.6	360.4	24.8	33.9
2023	807	807	343.3	371.5	34.3	52.7
2024	116	812	50.9	387.3	45.0	72.7
2025	0	1,204	0.0	594.9	48.1	85.6
2026	0	1,198	0.0	613.2	43.6	98.7
2027	0	1,194	0.0	633.2	39.3	115.7
2028	0	1,196	0.0	635.8	35.4	126.7
2029	0	1,200	0.0	657.2	31.8	131.9
2030	0	1,200	0.0	700.0	28.1	134.1
2031	0	963	0.0	588.3	24.6	136.1
2032	0	0	0.0	0.0	21.5	134.2
2033	0	0	0.0	0.0	18.4	125.8
2034	0	0	0.0	0.0	9.2	65.3
合計	<u>3,454</u>	<u>12,381</u>	<u>1,663.0</u>	<u>6,539.8</u>	<u>459.8</u>	<u>1,388.5</u>

⁽¹⁾ 投資淨額包括氣井及設施成本。

年度	已鑽叢式井			投資淨額 ⁽¹⁾ (百萬美元)			天然氣淨產量 (十億立方英尺)		
	1C	2C	3C	1C	2C	3C	1C	2C	3C
2015	6	6	6	6.7	9.5	9.9	1.1	1.5	1.7
2016	35	35	35	8.6	8.6	8.6	1.3	1.7	2.0
2017	71	103	103	12.6	18.3	18.3	1.1	1.4	1.8
2018	176	202	202	32.4	37.2	37.2	1.4	2.1	2.6
2019	243	282	282	46.4	53.8	53.8	2.5	3.8	4.7
2020	238	302	318	47.1	59.7	62.9	4.1	6.2	7.9
2021	524	738	766	95.4	134.4	139.5	5.8	8.6	11.0
2022	590	795	811	99.5	141.0	145.5	8.2	12.7	16.4
2023	605	794	794	107.6	141.7	145.8	11.5	19.3	25.3
2024	93	132	234	17.2	26.7	45.1	14.3	24.7	32.9
2025	528	672	944	110.8	141.0	196.4	13.9	24.9	34.3
2026	224	560	893	40.0	111.3	164.6	14.4	25.6	36.0
2027	0	252	758	0.0	43.4	122.7	13.6	26.7	39.3
2028	0	96	752	0.0	11.2	87.7	11.5	25.5	40.2
2029	0	96	464	0.0	11.6	56.1	8.3	21.8	37.6
2030	0	64	544	0.0	8.0	68.1	6.2	17.6	33.8
2031	0	4	77	0.0	0.5	10.0	4.2	14.2	30.0
2032	0	0	0	0.0	0.0	0.0	2.4	11.3	24.7
2033	0	0	0	0.0	0.0	0.0	1.4	8.4	19.6
2034	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.4	3.6	8.9
合計	<u>3,333</u>	<u>5,133</u>	<u>7,983</u>	<u>624.4</u>	<u>958.1</u>	<u>1,372.4</u>	<u>127.5</u>	<u>261.5</u>	<u>410.7</u>

⁽¹⁾ 投資淨額包括氣井及設施成本。

石油分類

馬必區塊尚未開始大量銷售天然氣，故該區塊不存在證實儲量。我們將該區塊內煤層3及15以商業速率生產的井距1.5公里範圍內各位置的儲量分類為概略儲量。1.5公里以外概略儲量界線



相互接近區域的額外儲量亦分類為概略儲量。馬必餘下煤層3及煤層15的其餘儲量乃根據該區塊北部及橫向連續性的重要鑽井數據覆蓋區分類為可能儲量。

煤層2儲量被分類為馬必區塊的後備資源量。該煤層由多口亞美於更深煤層完成的油井劃定。煤層2已列入日誌，且根據煤層2及類似煤層3及15的現有數據，整個區域的含氣量及適合煤層氣開發的滲透性可能存在。煤層2的後備資源量於取得顯示生產率及產量足以維持經濟活力的額外技術數據時屬後備。

薄煤層的高層及低層的數量已分類作馬必區塊東部區域(已觀察到較高的氣藏壓力及含氣量)的後備資源量。作為次要開發目標，高層及低層薄煤將會需要獨特的完井技術以便與更厚的主要目標煤層合採。該等後備資源量乃因以下各項原因而屬後備：(1)開發可實現未來生產率及生產量足以維持相關非連續層段的經濟可行性的完井技術；及(2)取得顯示相關生產率及生產量的技術數據。

倘若煤層2或高層及低層薄煤的後備資源量得以順利解決，則本報告所估計的若干部分後備資源量可重新分類作儲量；我們的估計並無涉及該等後備資源量可能未得以順利解決的風險。

可能於馬必區塊西部區域內存有高層及低層薄煤的未發現量已分類作推測資源量。

估計最終回採量

為實現預測天然氣估計最終回採量，平均氣藏壓力梯度必須從目前的0.989兆帕/100米降低。各煤層的估計回採係數及實現該等回採量所需的估計平均廢棄氣藏壓力梯度列示於下表：

煤層／類別	回採係數 (%)	平均氣藏 壓力梯度 (兆帕/100米)
煤層2		
1C後備資源量	38	0.15
2C後備資源量	57	0.11
3C後備資源量	74	0.07
較高薄煤層		
1C後備資源量	44	0.15
2C後備資源量	63	0.11
3C後備資源量	79	0.07
低估計推測資源量	33	0.15
最佳估計推測資源量	53	0.11
高估計推測資源量	69	0.07

附錄三

獨立技術報告



煤層／類別	回採係數 (%)	平均氣藏 壓力梯度 (兆帕／100米)
煤層3		
2P儲量	58	0.11
3P儲量	74	0.07
高估計推測資源量	69	0.07
較低薄煤層		
1C後備資源量	38	0.15
2C後備資源量	58	0.11
3C後備資源量	75	0.07
低估計推測資源量	30	0.15
最佳估計推測資源量	48	0.11
高估計推測資源量	66	0.07
煤層15		
2P儲量	50	0.11
3P儲量	68	0.07

油田開發乃根據亞美的開發方案從該區塊東南區域開始就每100公頃鑽探單位建立模型。各平台位置的平均天然氣估計最終回採量及未開發平台位置的數目列示於下表：

煤層／類別	平台位置 平均估計 最終回採量 (百萬立方英尺)	平台位置 數目 ⁽¹⁾
煤層2		
1C後備資源量	242.9	205
2C後備資源量	335.5	319
3C後備資源量	404.9	506
煤層3		
2P儲量	2,250.7	219
3P儲量	1,965.2	833
較高及較低薄煤層		
1C後備資源量	601.5	226
2C後備資源量	905.5	325
3C後備資源量	1,243.8	377
低估計推測資源量	455.7	065
最佳估計推測資源量	599.0	192
高估計推測資源量	848.4	241
煤層15		
2P儲量	1,405.8	172
3P儲量	1,724.5	841

⁽¹⁾ 根據亞美現時的開發方案，每個亞美平台位置將有最多16口叢式井。



儲量

如隨附概述預測(圖3-25)所呈列，我們估計亞美大陸煤層氣於馬必區塊的權益於截至2014年12月31日的證實及概略天然氣儲量及未來淨收益為：

類別	天然氣儲量 (十億立方英尺)		未來淨收益 (百萬美元)			
			除所得稅前		除所得稅後	
	總量 (100%)	淨量	總計	按10%計算 的淨現值	總計	按10%計算 的淨現值
證實+概略(2P)	690.1	459.8	4,700.4	1,221.1	3,802.8	967.5

本報告所列示的馬必區塊2P儲量的估計僅作為概略儲量。我們的研究表明，此時相關物業並無證實儲量。

根據聯交所規則，可能儲量須單獨列明及並無併入任何其他儲量的資料。就本報告而言，可能儲量乃按3P及2P儲量的差額進行計算，是因為產品分成合同期限僅適用於淨儲量及未來淨儲量的氣田計算。誠如圖3-26附隨預測概要所示，我們估計亞美於馬必區塊的權益於2014年12月31日的可能天然氣儲量為：

可能天然氣儲量 (十億立方英尺)	
總量(100%)	淨量
1,544.3	928.7

天然氣總儲量為就燃料及冷縮作出調整前馬必產品分成合同應佔儲量的100%。天然氣淨儲量為根據產品分成合同的條款及就燃料及冷縮作出調整後亞美應佔的份額。本報告所載的估計儲量及未來收益已採納確定性方式估計且並未就風險作出調整。

後備資源量

我們估計截至2014年12月31日亞美應佔馬必區塊權益的無風險後備天然氣資源量為：

類別	無風險的後備天然氣資源量 (十億立方英尺)	
	總量(100%)	淨量
低估計量(1C)	190.2	127.5
最佳估計量(2C)	393.9	261.5
高估計量(3C)	625.7	410.7

後備天然氣資源量總量為就燃料及冷縮作出調整前馬必產品分成合同應佔後備資源量的100%。後備天然氣資源量淨量為根據產品分成合同條款及就燃料及冷縮作出調整後亞美應佔的份額。本報告所載的估計後備資源量採用確定性方式進行估計及並無就風險作出任何調整。



推測資源量

我們估計截至2014年12月31日亞美應佔馬必區塊權益的無風險推測天然氣資源量為：

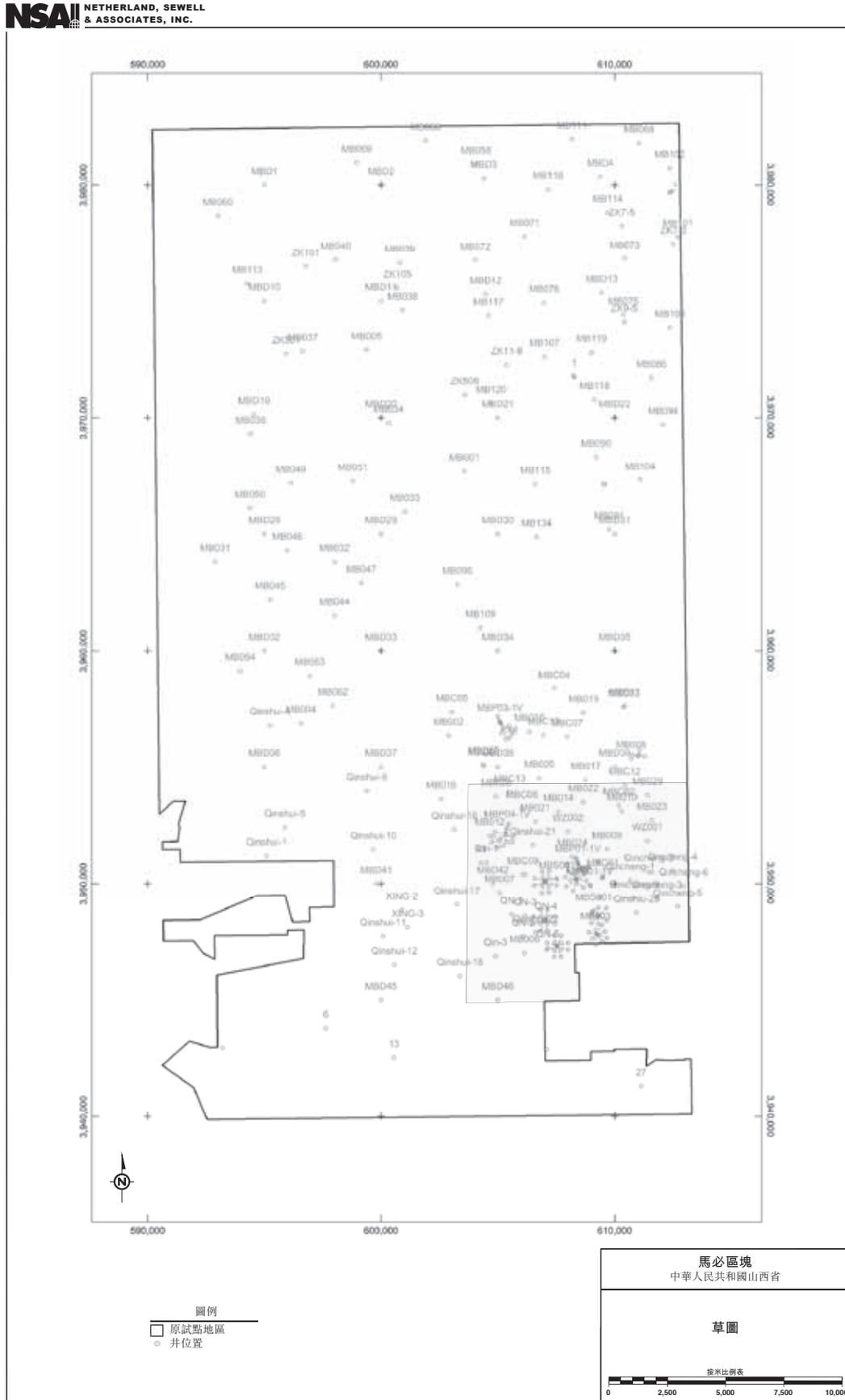
類別	無風險的推測天然氣資源量 (十億立方英尺)	
	總量(100%)	淨量
低估計量	21.5	14.4
最佳估計量	78.3	52.2
高估計量	122.4	81.4

推測天然氣資源總量為就燃料及冷縮作出調整前馬必產品分成合同應佔推測資源量的100%。推測天然氣資源淨量為根據產品分成合同條款及就就燃料及冷縮作出調整後亞美應佔的份額。本報告所載的估計推測資源量採用確定性方式進行估計且並無就風險作出任何調整。

項目風險分析

煤層氣勘探及開發涉及商業及環境風險。商業風險一般會隨可供使用的數據增加而降低，但環境風險於整個開發及生產階段則趨向於更加穩定。風險評估乃依賴評估機構的經驗及判斷的高度主觀過程，並根據進一步收購及詮釋數據進行修改。我們就馬必區塊的定性風險評估概述於圖3-27至3-29。

圖
圖



此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。



圖3-2

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

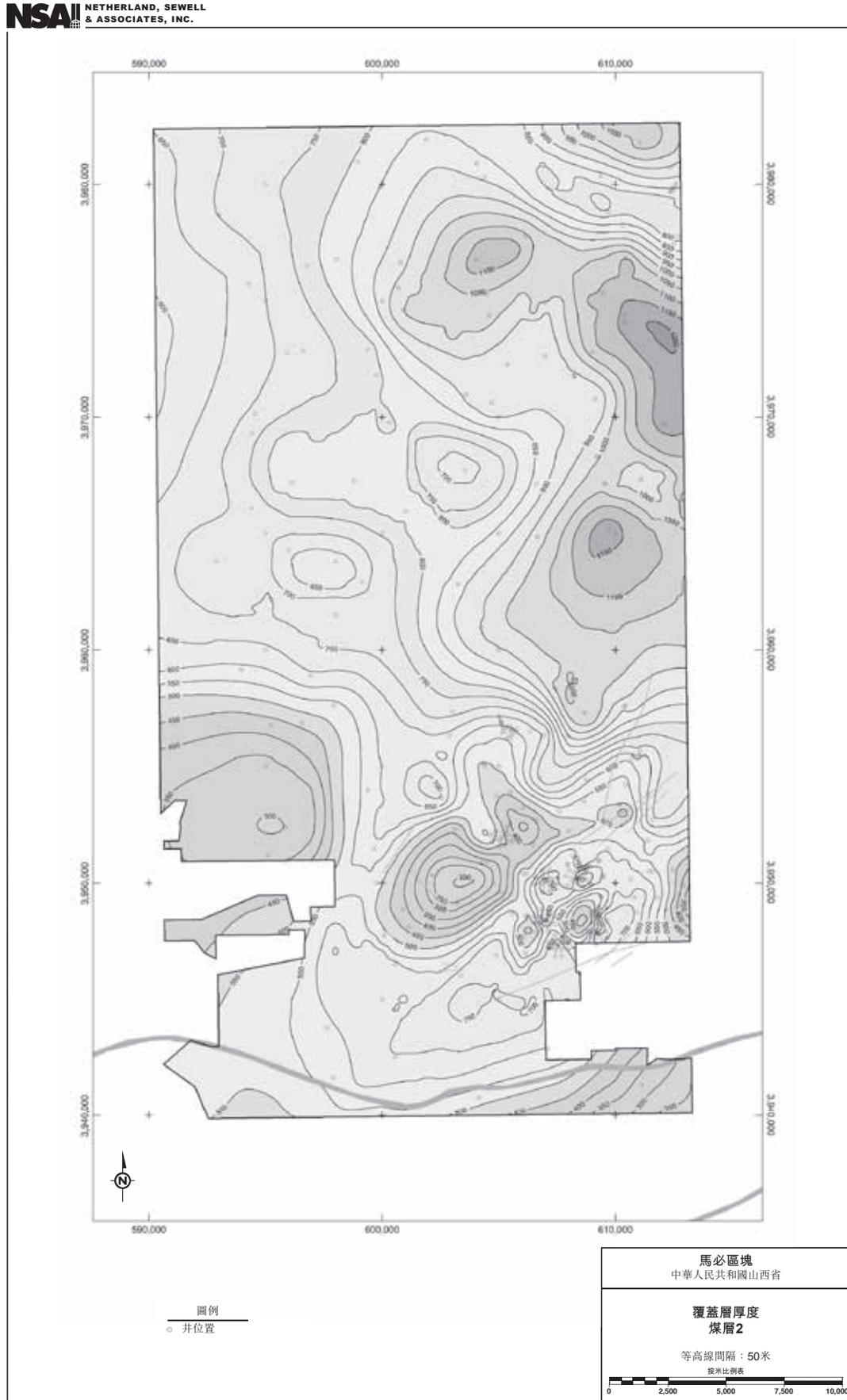


圖3-3

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。



圖3-4

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

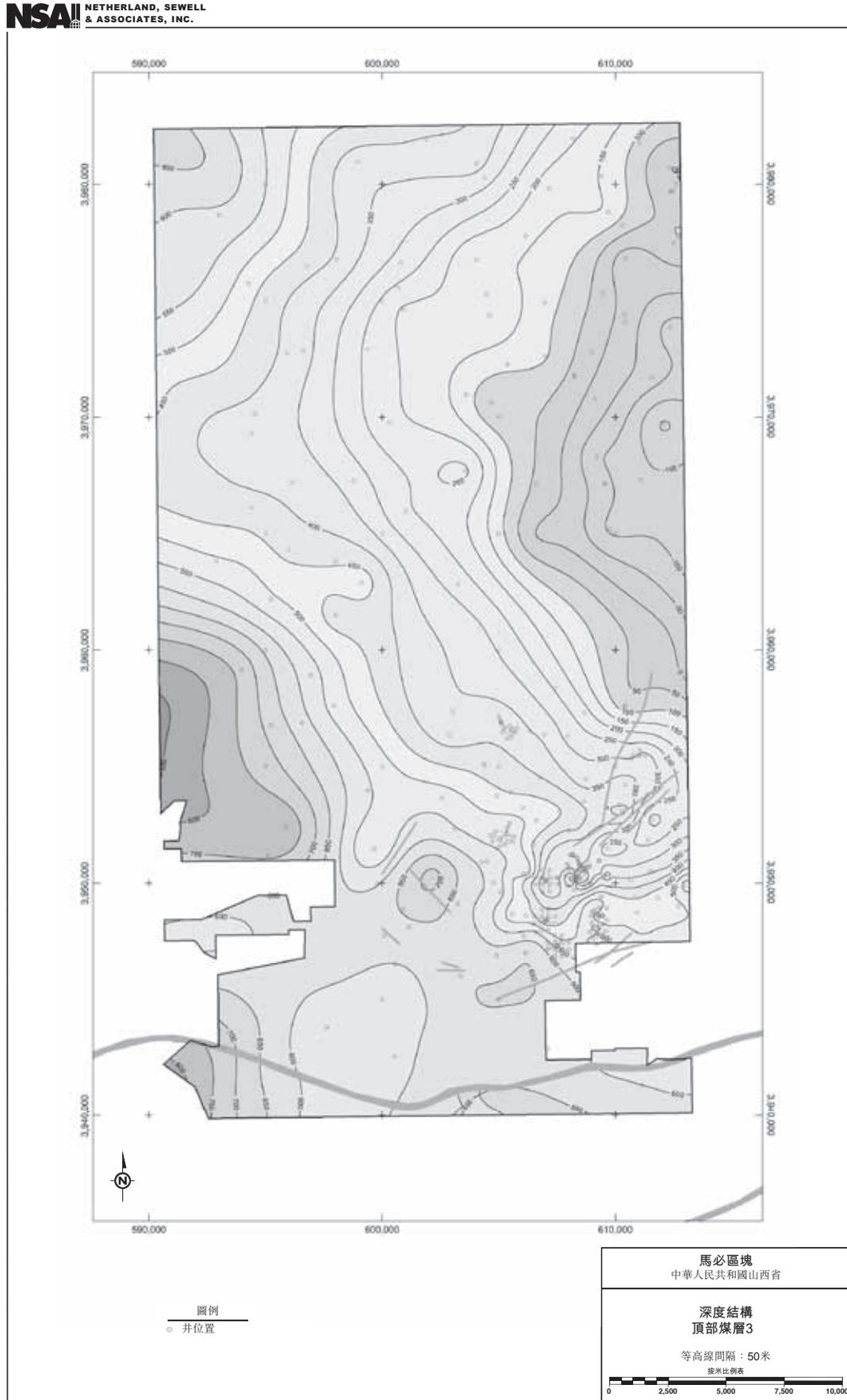


圖3-5

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

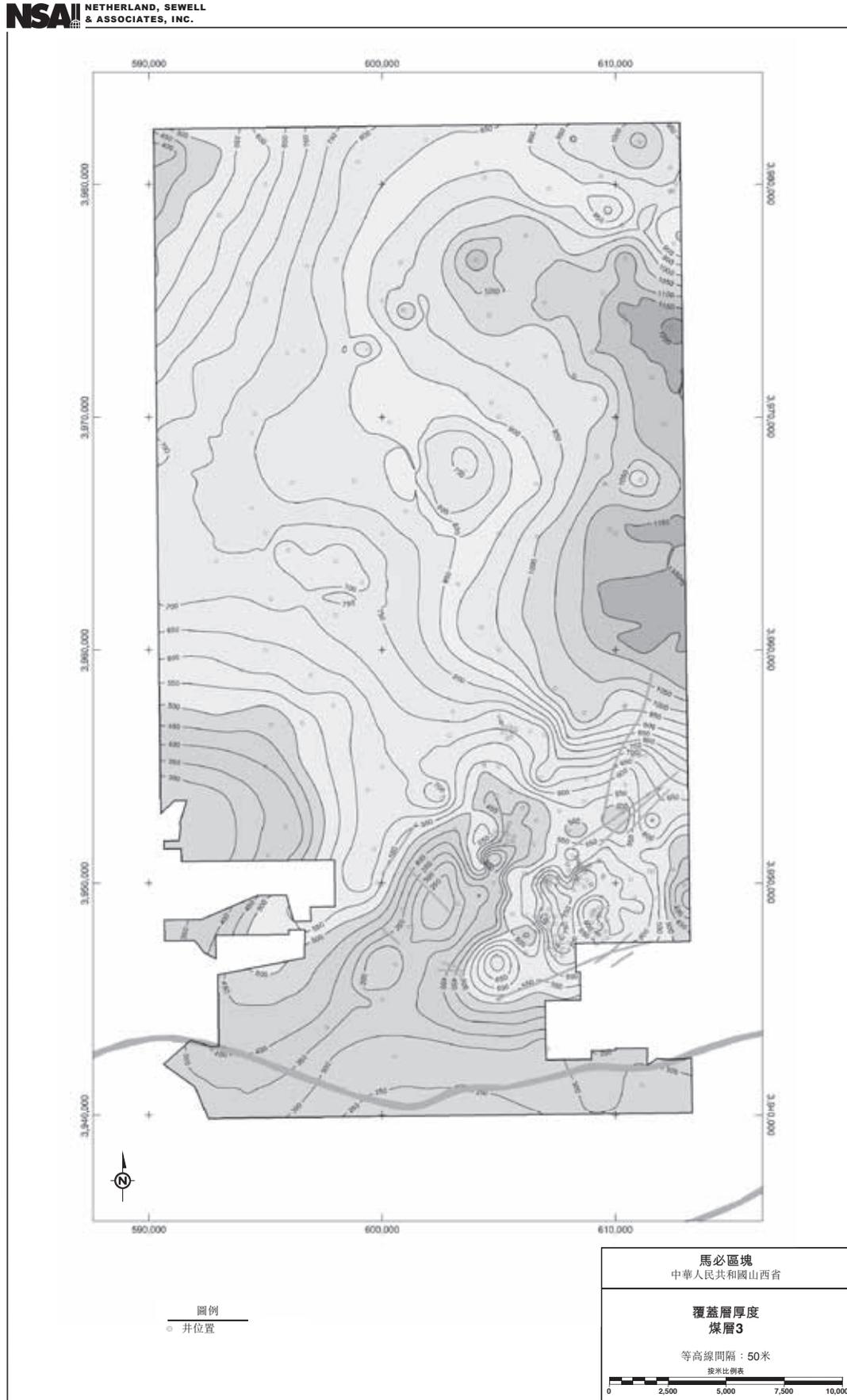


圖3-6

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。



圖3-7

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

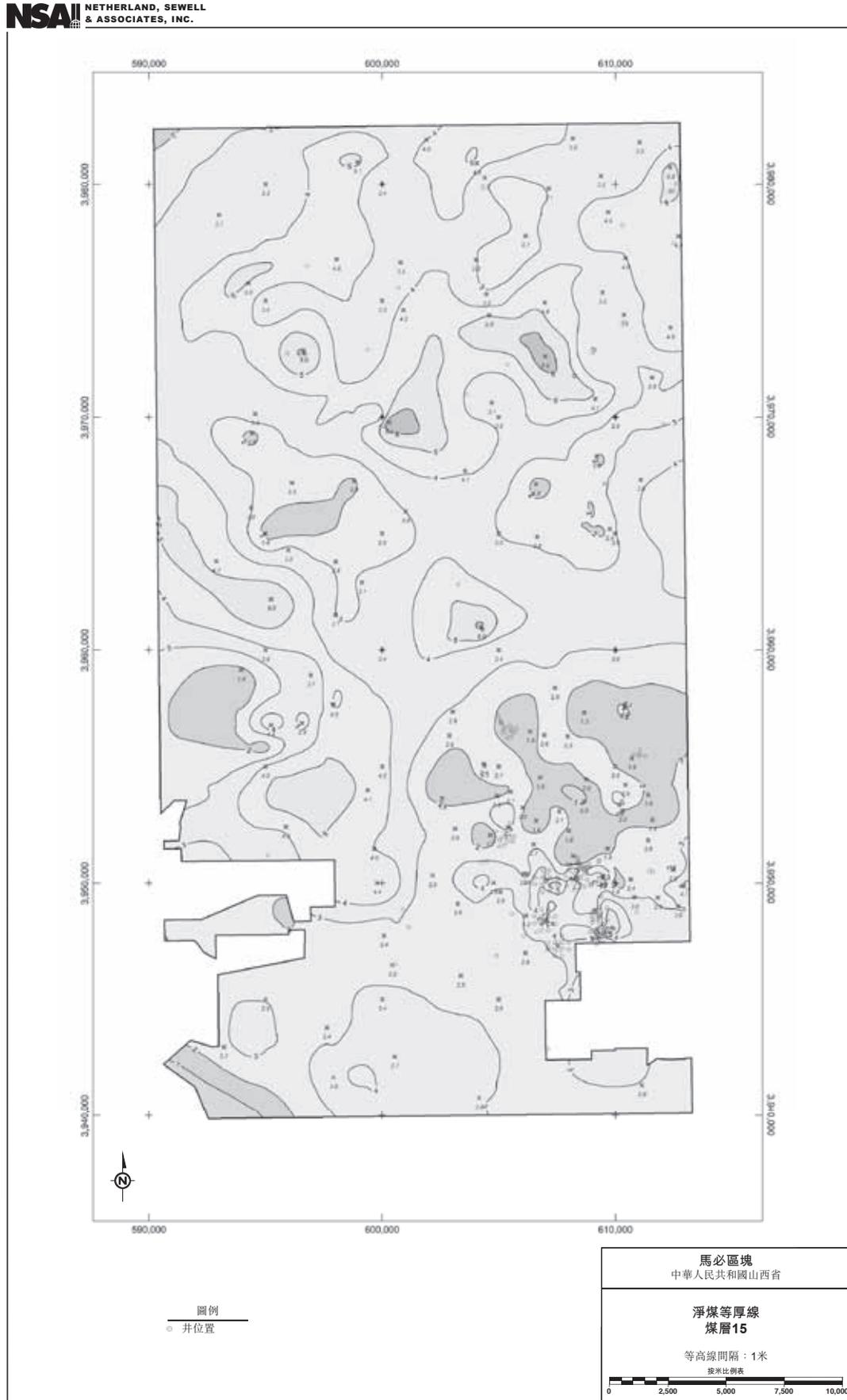


圖3-8

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

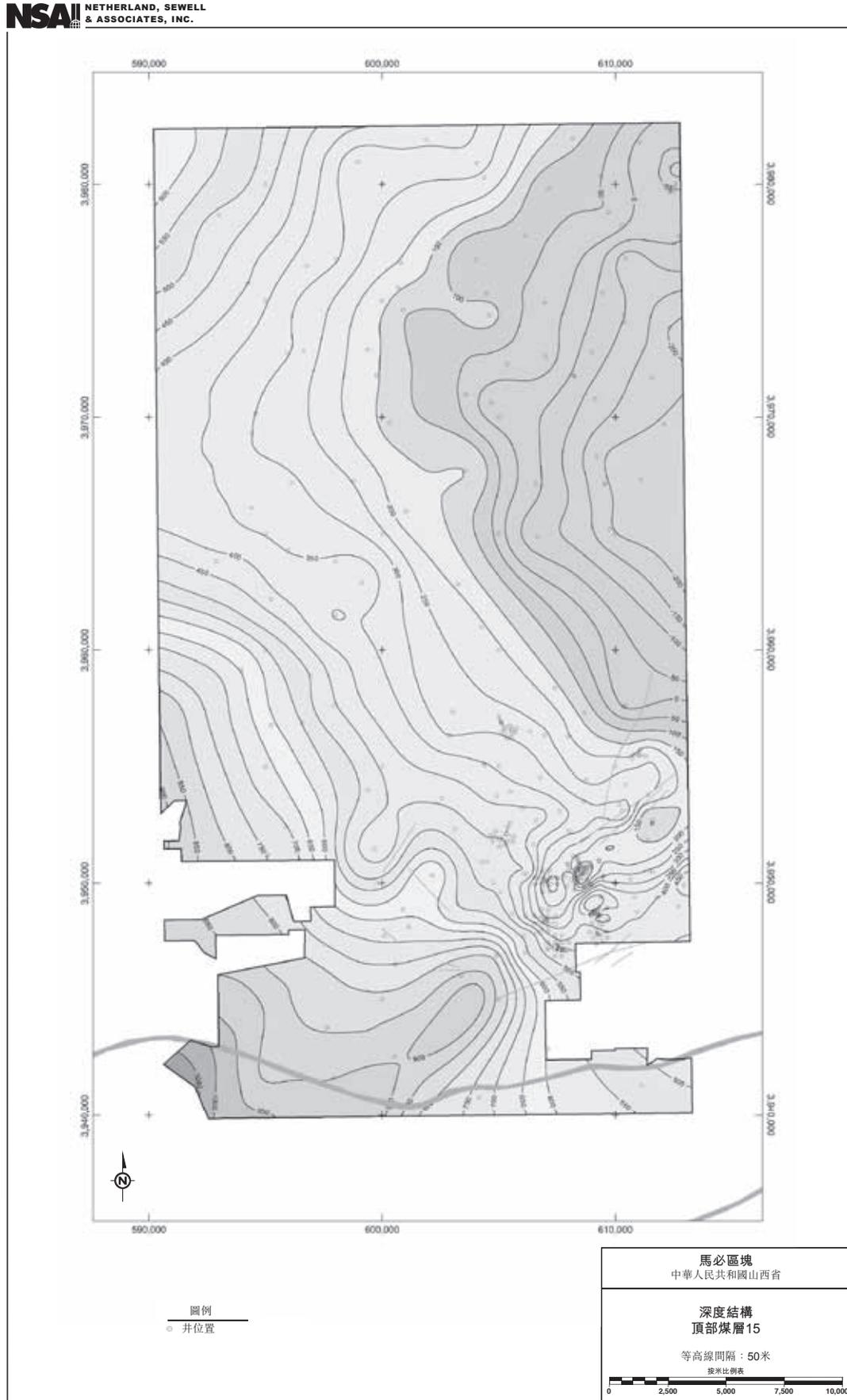
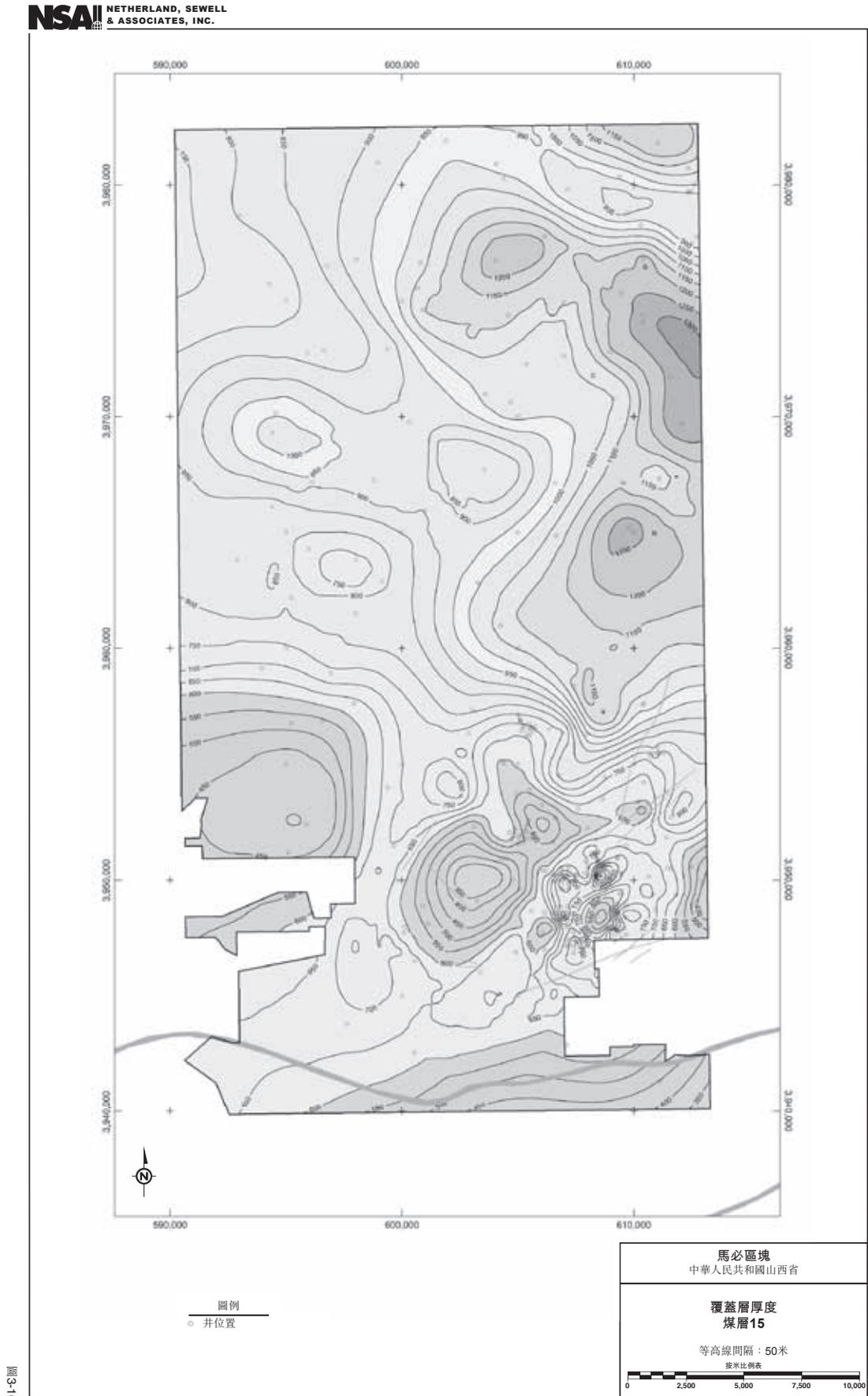


圖3-9

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。



此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

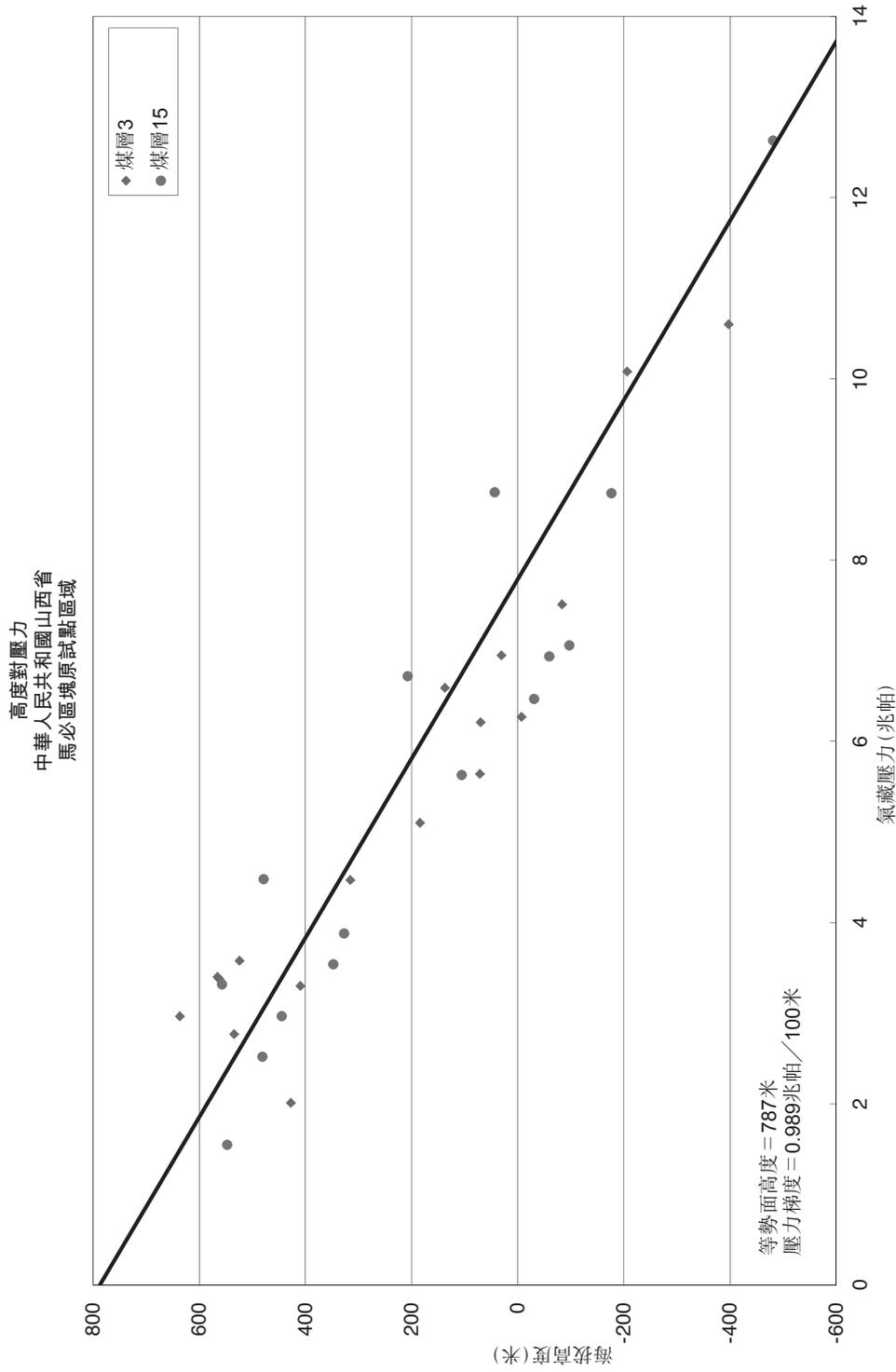


圖 3-11 此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

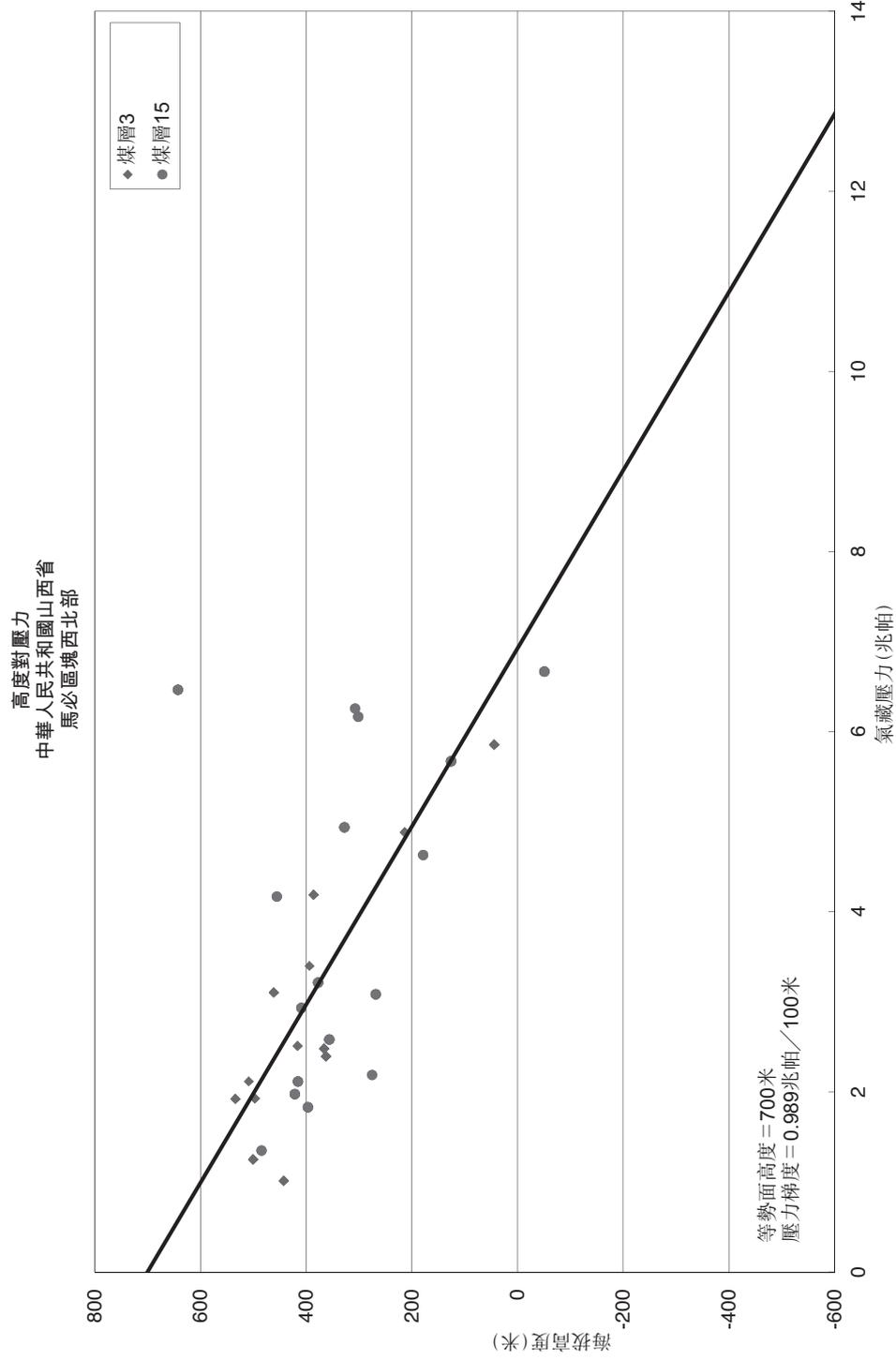


圖3-12 此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所局限。



含氣量對壓力
煤層3
中華人民共和國山西省
馬必區塊東南部

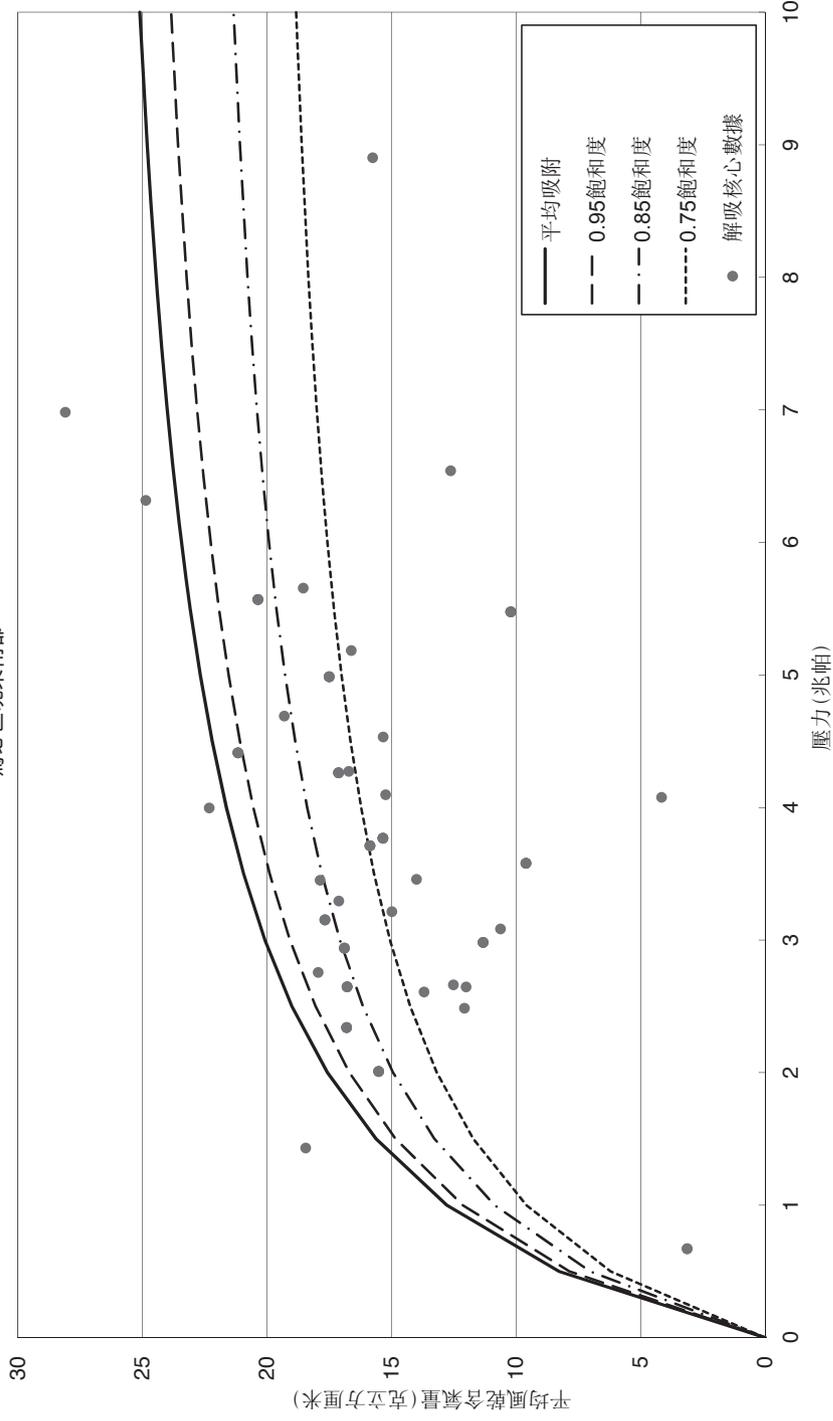
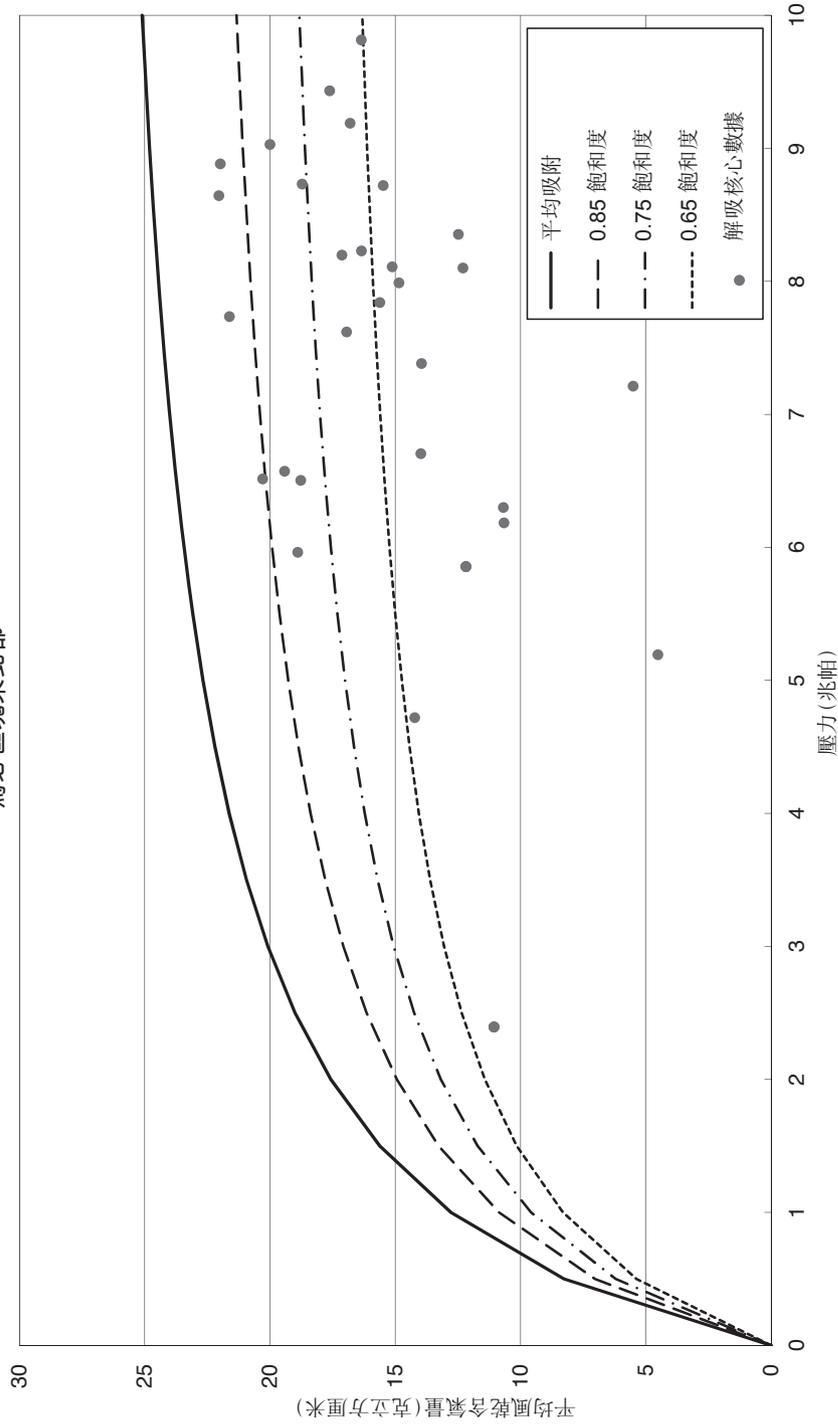


圖3-13

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。



含氣量對壓力
煤層3
中華人民共和國山西省
馬必區塊東北部

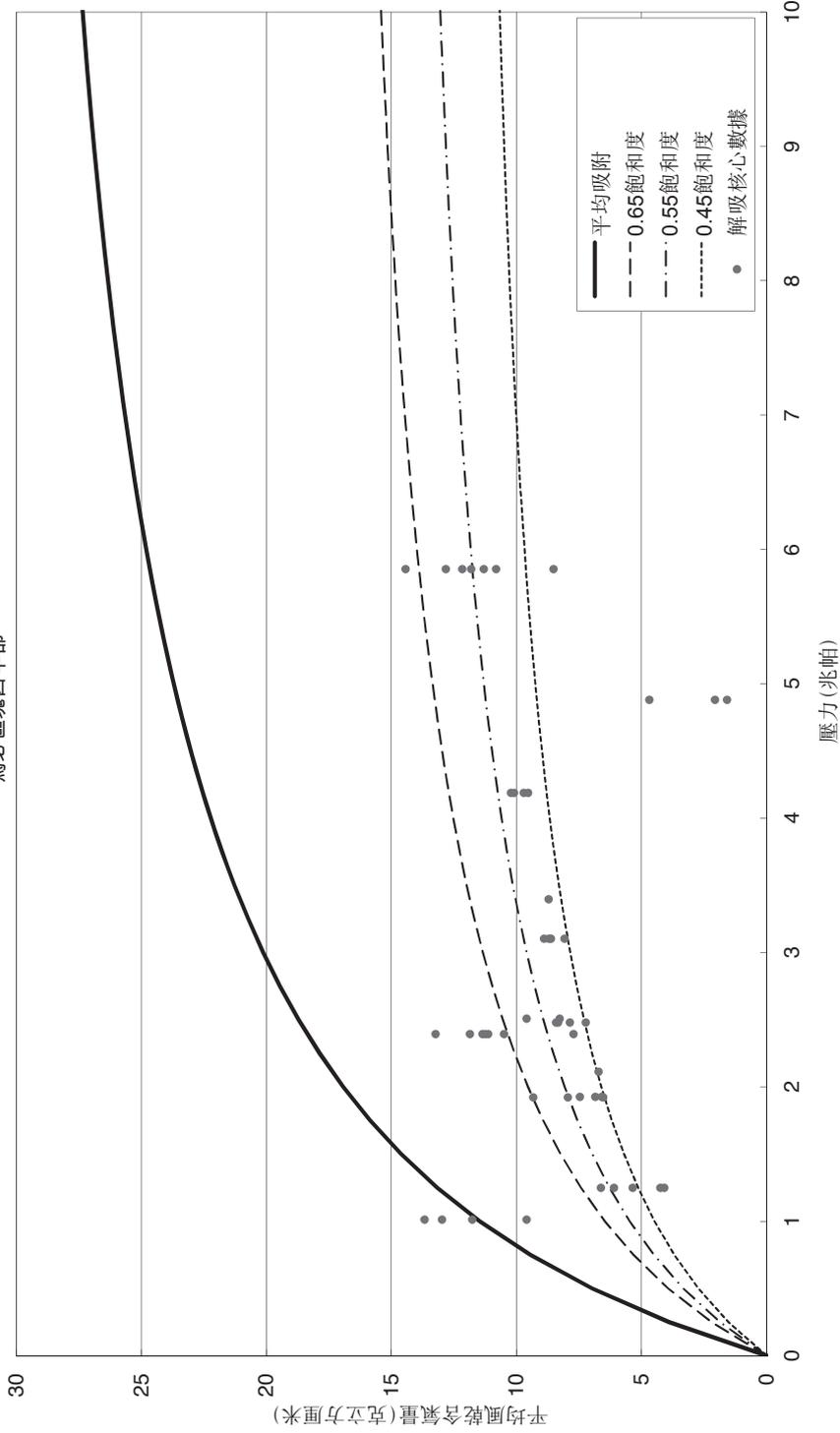


此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖 3-14



含氣量對壓力
煤層3
中華人民共和國山西省
馬必區塊西半部

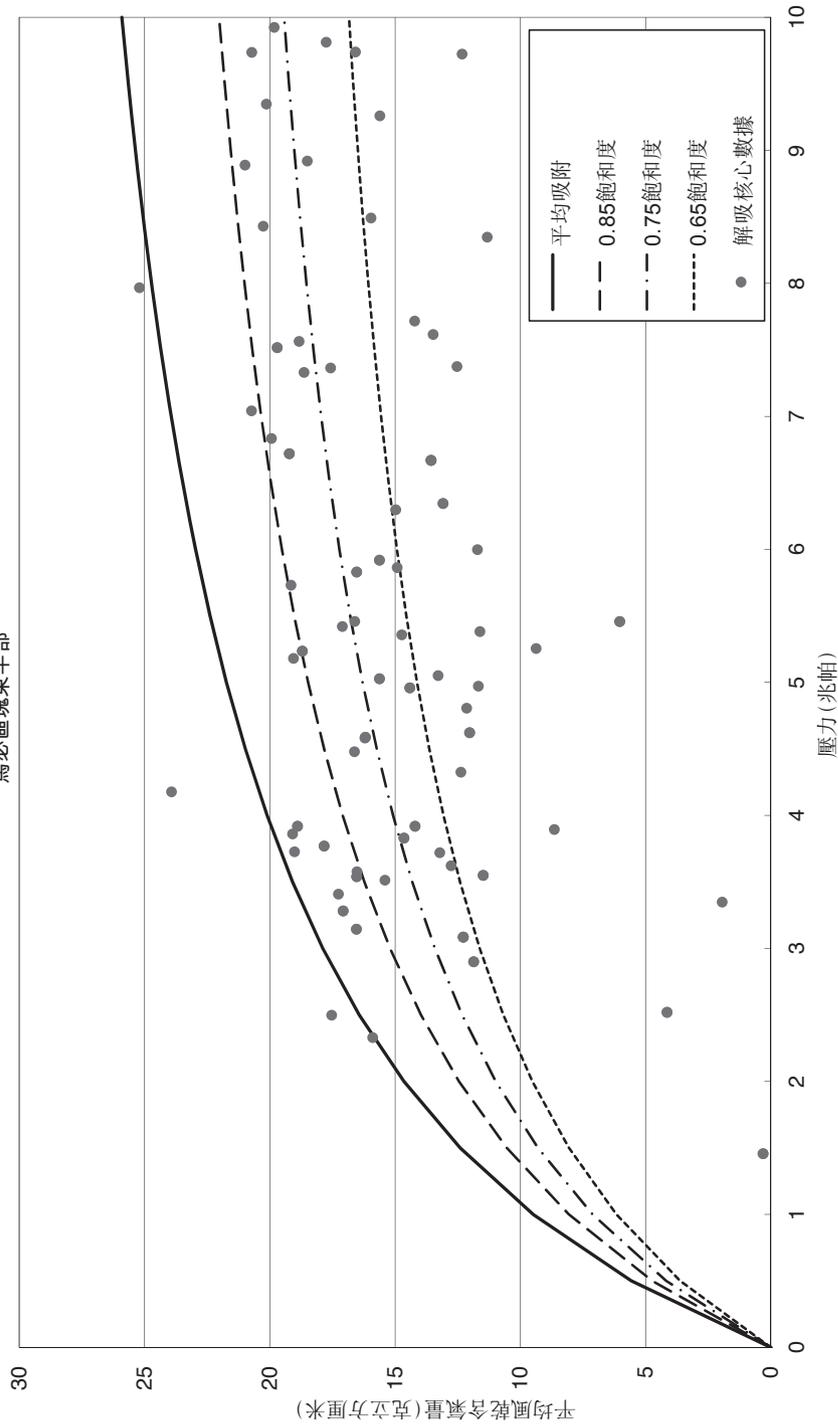


此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖3-15



含氣量對壓力
煤層15
中華人民共和國山西省
馬必區塊東半部

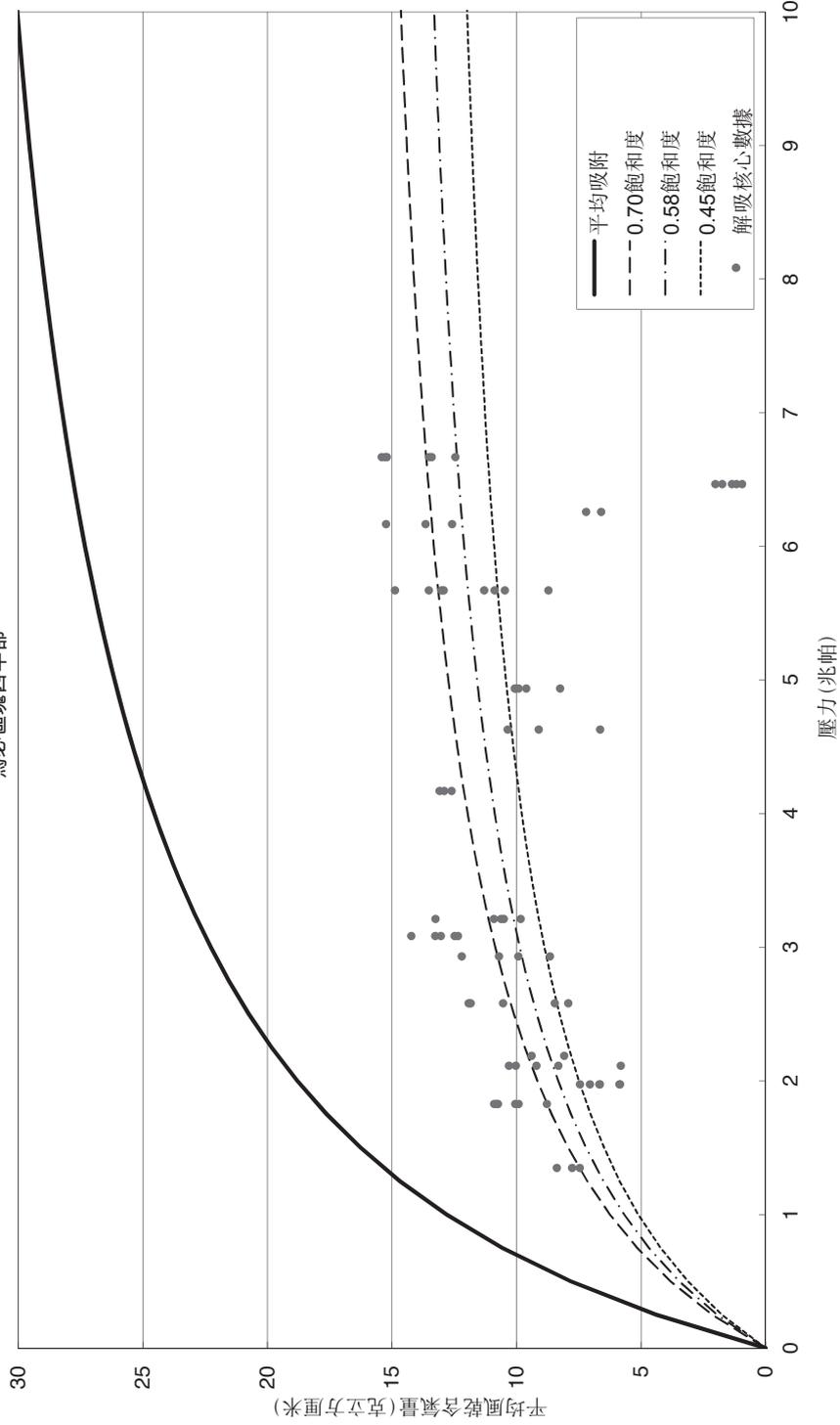


此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖3-16



含氣量對壓力
煤層 15
中華人民共和國山西省
馬必區塊西半部

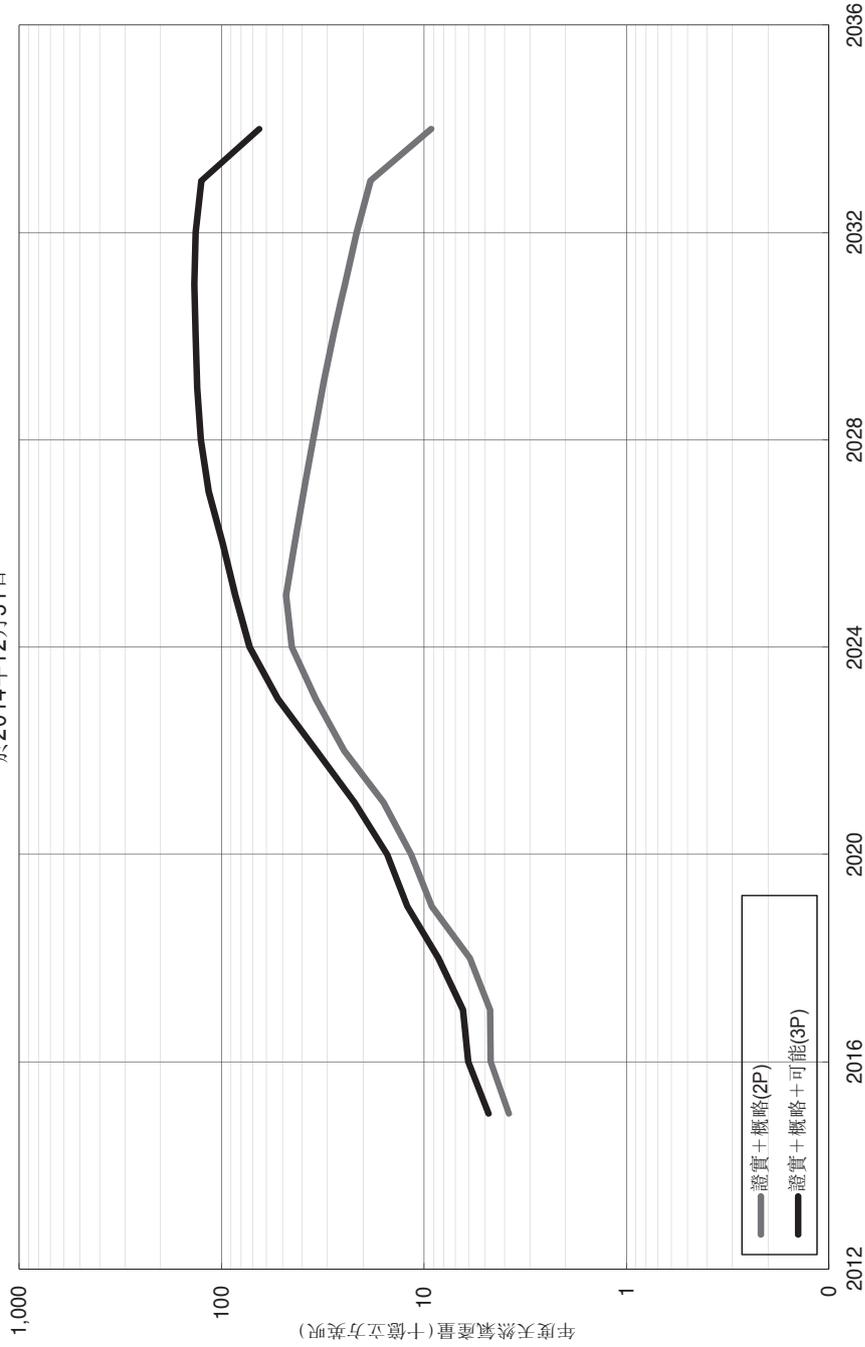


此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖3-17



天然氣淨儲量摘要圖
中華人民共和國山西省馬必區塊
亞美能源控股有限公司權益
於2014年12月31日

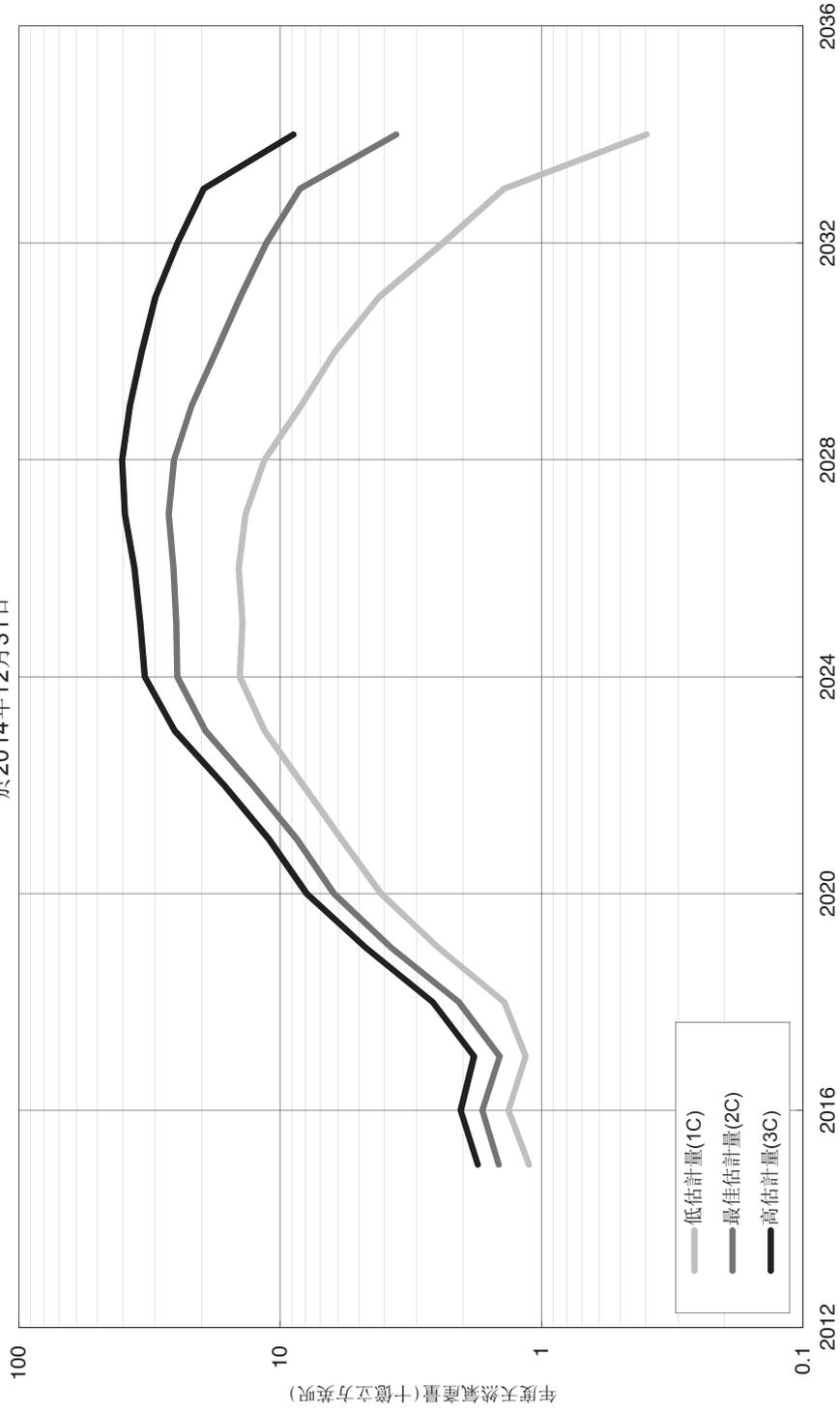


此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖3-18



後備天然氣資源淨量的摘要圖
中華人民共和國山西省馬必區塊
亞美能源控股有限公司權益
於2014年12月31日



此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖3-19



典型生產情況
叢式井 — 煤層2
中華人民共和國山西省馬必區塊
於2014年12月31日

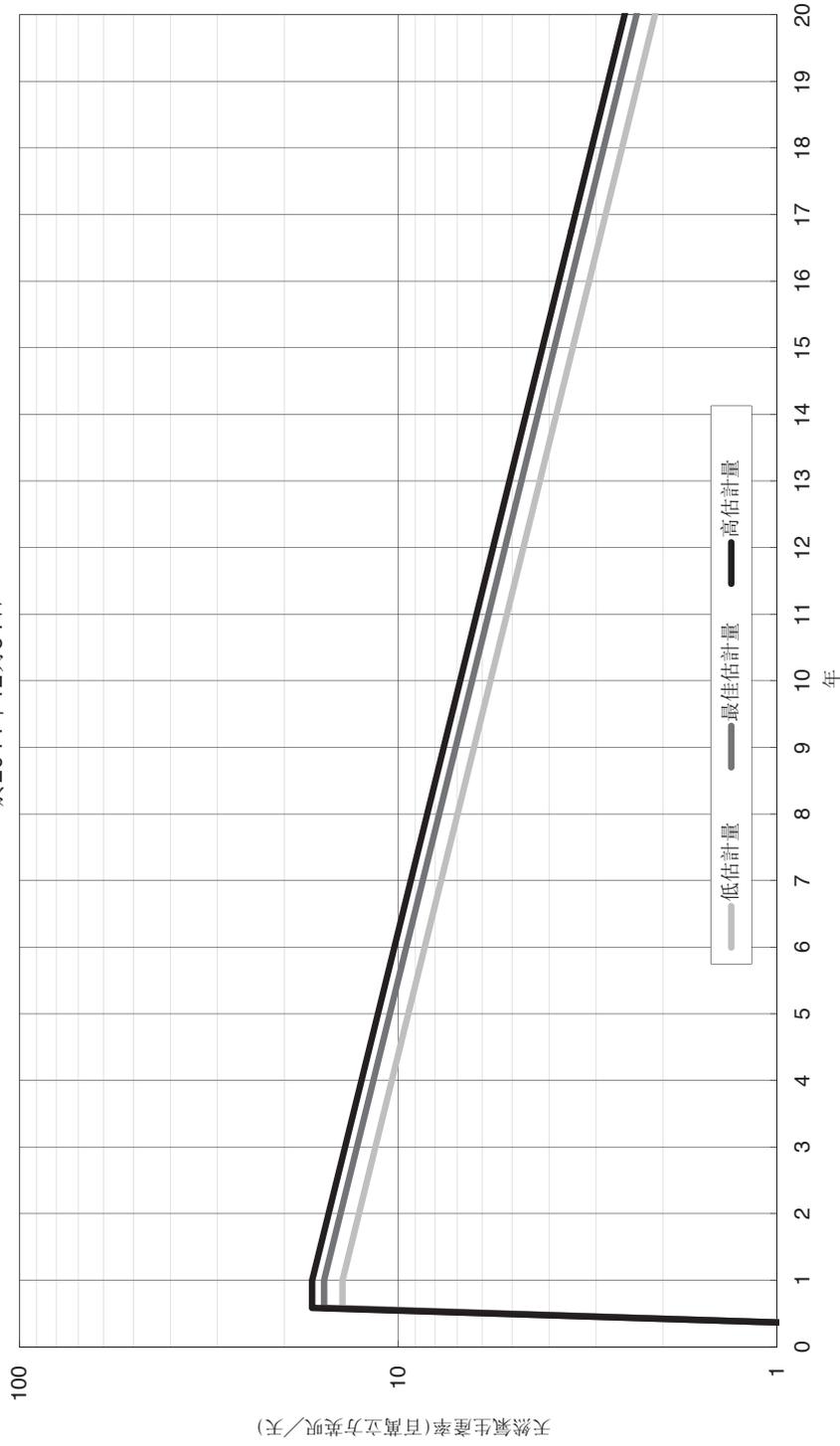
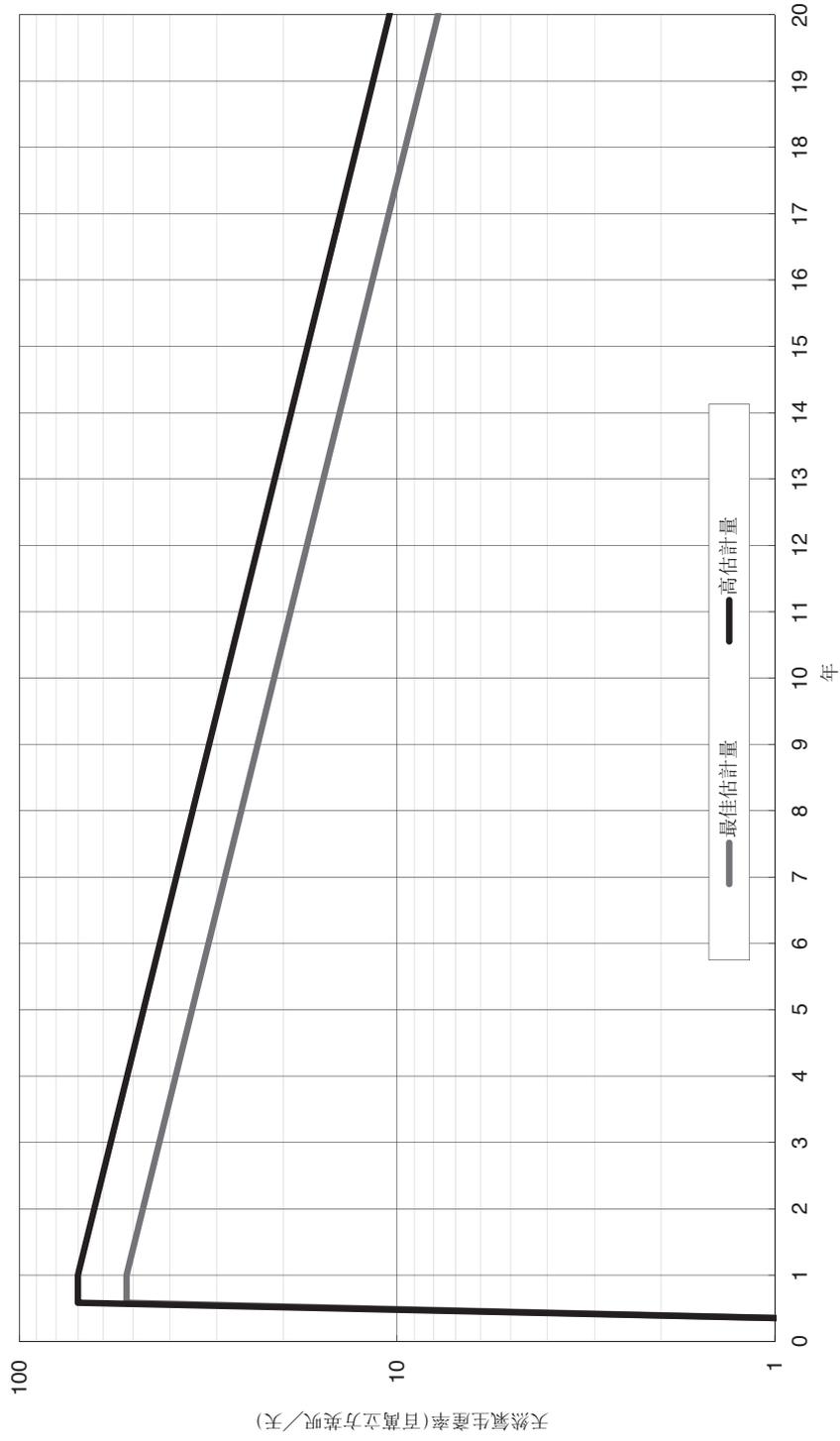


圖3-20 此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。



典型生產情況
叢式井一煤層3
中華人民共和國山西省馬必區塊
於2014年12月31日

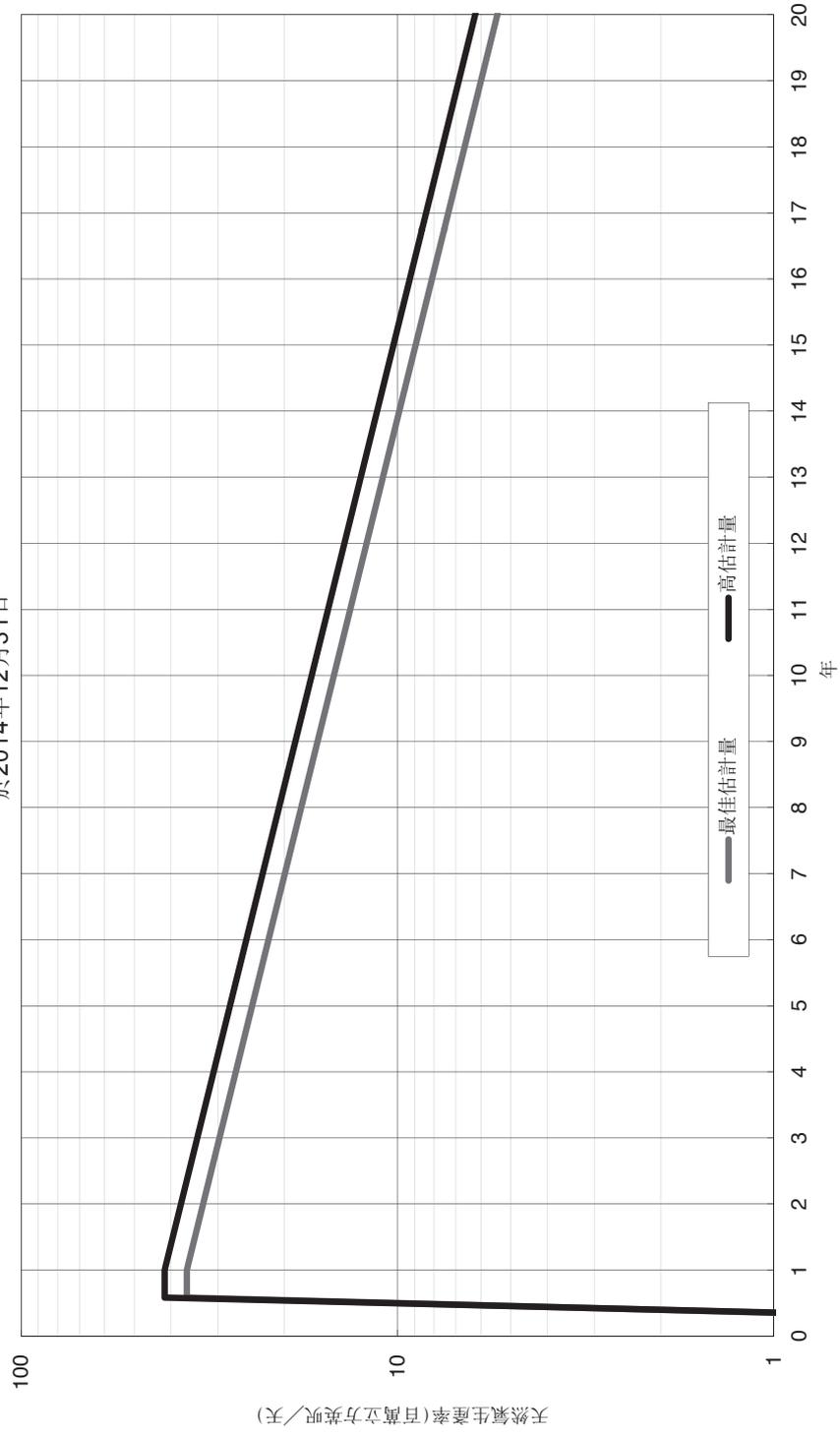


此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖3-21



典型生產情況
叢式井一煤層15
中華人民共和國山西省馬必區塊
於2014年12月31日

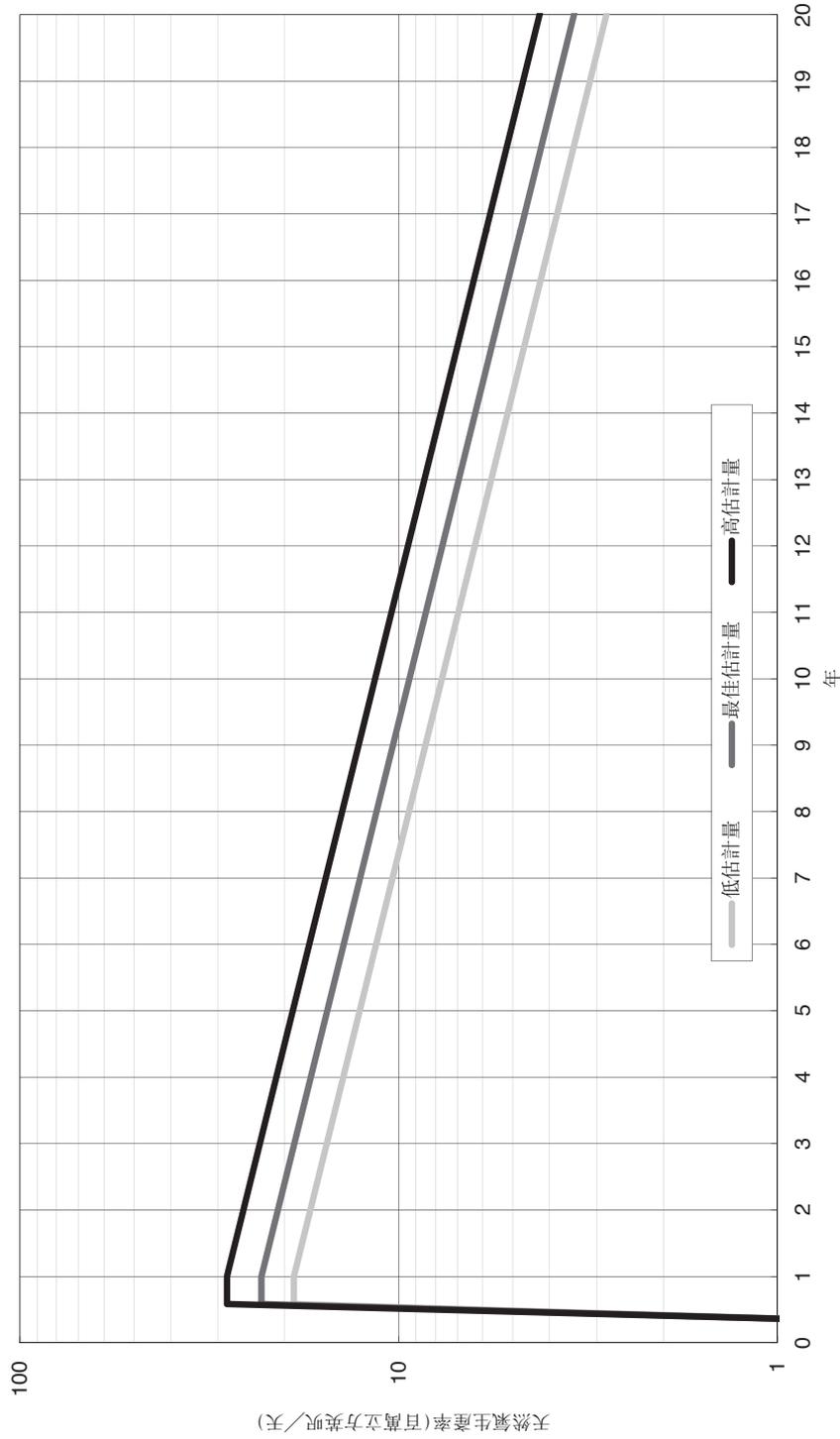


此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖3-22



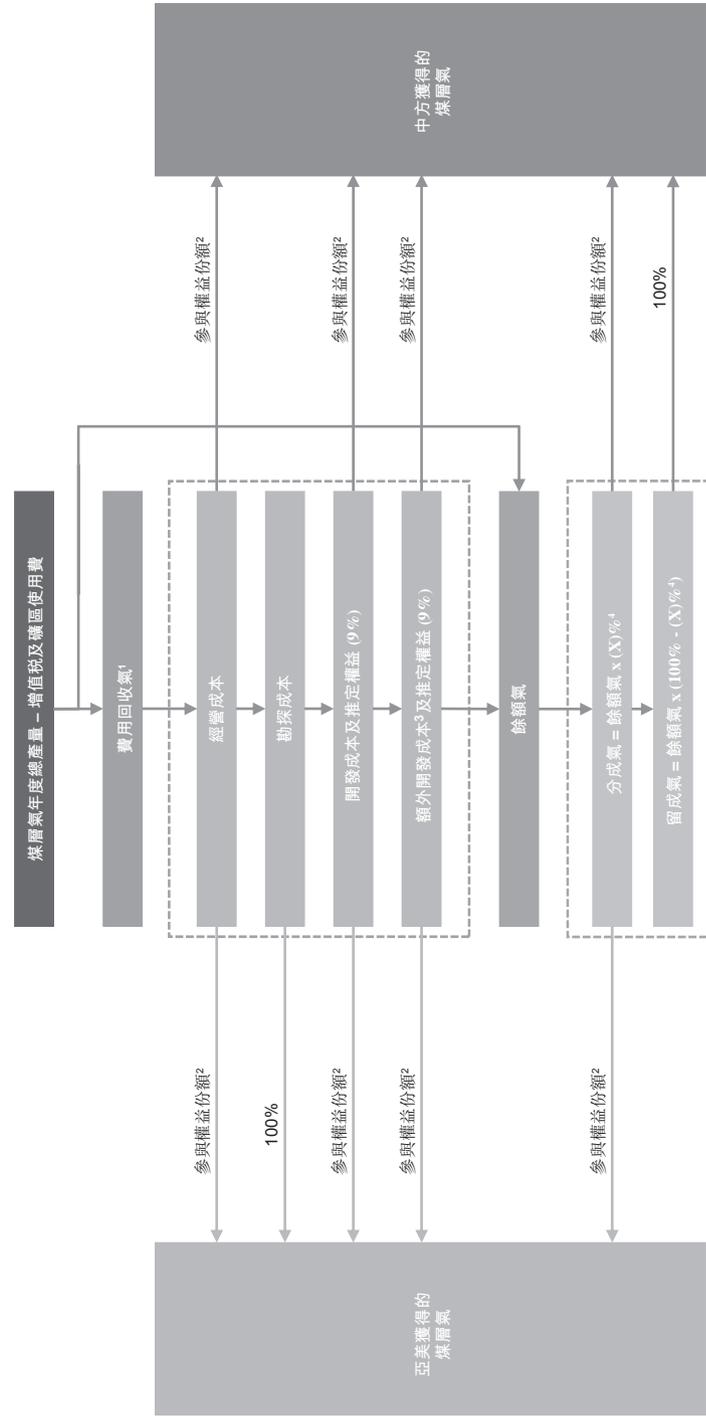
典型生產情況
叢式井—薄煤層
中華人民共和國山西省馬必區塊
於2014年12月31日



此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖3-23

成本收回及生產分配流程图
馬必區塊產品分成合同
亞美能源控股有限公司



1. 根據馬必產品分成合同，可用於成本收回的煤層氣產量定為80%。
2. 分配乃基於各方自根據產品分成合同的煤層氣區塊的參與權益。根據馬必合同，中石油及亞美各自的參與權益為30%及70%。
3. 額外項目指為透過額外投資提高氣藏產能或大幅增加可採儲量而設計的項目。截至本報告日期，並無額外開發項目成本。
4. 系數(X)乃根據基於煤層氣年度總產量的一系列連續增量等級釐定。

根據亞美能源控股有限公司提供數據改編。

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

圖3-24

預測儲量及收益概要
截至2014年12月31日

亞美能源控股有限公司權益

中華人民共和國山西省馬必區塊

證實+可能(2P)儲量

截至期間	總氣量 (十億 立方英尺)	淨氣量 (十億 立方英尺)	公司 總收益 ⁽¹⁾ (百萬美元)	礦區 使用費 (百萬美元)	增值稅 (百萬美元)	投資淨額 (百萬美元)	經營 開支淨額 (百萬美元)	未來淨收益 ⁽²⁾ (百萬美元)	
								除所得稅前	除所得稅後
								累計 淨現值 (按10%計)	累計 淨現值 (按10%計)
12-31-2015	4.3	3.8	33.2	0.0	0.0	42.3	14.3	(23.4)	(23.4)
12-31-2016	5.3	4.7	41.7	0.0	0.0	31.5	15.3	(5.1)	(5.1)
12-31-2017	5.3	4.7	48.7	0.0	0.0	54.3	11.8	(17.4)	(17.4)
12-31-2018	6.6	5.9	67.4	0.0	0.0	100.9	14.3	(47.9)	(47.9)
12-31-2019	10.2	9.2	114.1	0.0	0.0	172.9	18.7	(77.5)	(77.5)
12-31-2020	15.9	11.6	158.8	0.0	0.0	219.3	25.8	(86.3)	(86.3)
12-31-2021	23.9	15.8	224.4	0.0	0.0	328.0	36.3	(139.8)	(139.8)
12-31-2022	37.5	24.8	362.7	0.0	0.0	319.6	55.2	(12.2)	(12.2)
12-31-2023	52.5	34.3	519.1	2.2	0.0	343.3	76.5	99.4	99.4
12-31-2024	69.7	45.0	705.7	4.8	0.0	50.9	98.9	555.9	555.9
12-31-2025	74.7	48.1	780.5	5.8	0.0	0.0	106.7	673.9	673.9
12-31-2026	67.3	43.6	732.9	4.8	0.0	0.0	108.9	624.0	624.0
12-31-2027	60.5	39.3	685.3	3.9	0.0	0.0	110.2	575.2	575.2
12-31-2028	54.3	35.4	640.1	2.9	0.0	0.0	111.6	528.4	528.4
12-31-2029	48.4	31.8	594.2	2.0	0.0	0.0	112.9	481.3	481.3
12-31-2030	42.6	28.1	543.9	1.0	0.0	0.0	113.4	430.5	430.5
12-31-2031	37.2	24.6	493.9	0.0	0.0	0.0	113.3	380.6	380.6
12-31-2032	32.5	21.5	447.6	0.0	0.0	0.0	113.1	334.5	334.5
12-31-2033	27.7	18.4	396.2	0.0	0.0	0.0	112.2	284.0	284.0
12-31-2034	13.9	9.2	206.0	0.0	0.0	0.0	63.8	142.2	142.2
12-31-2035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
總計	690.1	459.8	7,796.4	27.5	0.0	1,663.0	1,433.0	4,700.4	3,802.8
累計產量	1.6								
最終	6917								

折現率(%)	淨現值(百萬美元)
8	1,585.9
15	639.6
20	332.6
25	165.8
30	73.3

根據亞美價格及成本參數

⁽¹⁾ 所示公司總收益為扣除礦區使用費後。

⁽²⁾ 所示的未來淨收益不應視作該等資產公平市值。

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。



可能儲量預測概要
馬必區塊
中華人民共和國山西省
亞美能源控股有限公司
截至2014年12月31日

截至期間	總氣量 (十億 立方英尺)	淨氣量 (十億 立方英尺)	公司 總收益 ⁽¹⁾ (百萬美元)	礦區 使用費 (百萬美元)	增值稅 (百萬美元)	投資淨額 (百萬美元)	經營開支 淨額 (百萬美元)
12-31-2015	1.1	1.0	8.7	0.0	0.0	0.8	0.2
12-31-2016	1.5	1.4	12.2	0.0	0.0	1.9	0.3
12-31-2017	1.9	1.7	17.4	0.0	0.0	2.7	0.3
12-31-2018	2.9	2.6	28.9	0.0	0.0	11.9	0.6
12-31-2019	4.7	2.9	36.7	0.0	0.0	8.5	1.3
12-31-2020	7.0	3.6	49.5	0.0	0.0	5.4	1.8
12-31-2021	9.4	6.2	87.4	0.0	0.0	17.7	2.3
12-31-2022	14.4	9.2	134.2	2.0	0.0	40.7	3.6
12-31-2023	29.8	18.4	278.4	4.3	0.0	28.2	7.5
12-31-2024	45.9	27.6	433.2	10.2	0.0	336.3	12.3
12-31-2025	62.8	37.6	609.9	16.6	0.0	594.9	32.5
12-31-2026	92.3	55.2	928.1	25.4	0.0	613.2	67.3
12-31-2027	127.8	76.4	1,330.9	37.4	0.0	633.2	108.3
12-31-2028	153.0	91.2	1,647.4	49.5	0.0	635.8	149.3
12-31-2029	167.8	100.1	1,872.8	57.1	0.0	657.2	189.6
12-31-2030	177.6	106.1	2,055.7	62.4	0.0	700.0	233.2
12-31-2031	186.4	111.5	2,239.7	67.7	0.0	588.3	277.5
12-31-2032	187.7	112.7	2,343.5	68.1	0.0	0.0	315.2
12-31-2033	178.0	107.4	2,314.7	61.7	0.0	0.0	328.4
12-31-2034	92.2	56.1	1,253.7	29.0	0.0	0.0	194.7

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。



風險評估
馬必區塊儲量
亞美能源控股有限公司
截至2014年12月31日

類別／問題	可能性	結果	總體風險
煤炭數量			
缺煤	未必	主要	低
貧煤質量(等級、煤顯微組分)	未必	中等	低
弱煤層分佈(多煤層比對單一煤層)	未必	中等	低
含氣量			
含量不足	未必	主要	低
壓力不足(負壓)	未必	中等	低
低飽和水平	可能	主要	低
不利氣體組分	未必	中等	低
受限制熱成因氣體生成(主要生物成因)	未必	主要	低
煤炭滲透性			
煙流動性不足	未必	主要	低
割理進展不足	可能	中等	低
不利的應力導向	未必	次要	低
不利的覆蓋層壓力(深度)	未必	中等	低
天然氣的可生產性			
不能為煤炭減壓	未必	主要	低
不能有效完成操作	未必	主要	低
過度的含水層補給	未必	中等	低
氣體峰值速率不足	可能	主要	中
每間距單位的估計最終回採量不足	未必	主要	低
經濟發展			
水處理方法不足	未必	中等	低
過度氣體處理需求	未必	中等	低
缺少氣體市場及有利價格	未必	主要	低
不利財政條款	未必	主要	低
環境			
水排放違規	未必	次要	低
監管不允或延誤	可能	中等	中
地質及環境災難	未必	中等	低

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。



風險評估
馬必區塊後備資源量
亞美能源控股有限公司
截至2014年12月31日

類別／問題	可能性	結果	總體風險
煤炭數量			
缺煤	未必	主要	中
貧煤質量(等級、煤顯微組分)	未必	中等	中
弱煤層分佈(多煤層比對單一煤層)	未必	中等	中
含氣量			
含量不足	未必	主要	低
壓力不足(負壓)	未必	中等	低
低飽和水平	可能	主要	中
不利氣體組分	未必	中等	低
受限制熱成因氣體生成(主要生物成因)	未必	主要	低
煤炭滲透性			
煙流動性不足	未必	主要	低
割理進展不足	未必	中等	低
不利的應力導向	未必	次要	低
不利的覆蓋層壓力(深度)	未必	中等	低
天然氣的可生產性			
不能為煤炭減壓	未必	主要	低
不能有效完成操作	可能	主要	中
過度的含水層補給	未必	中等	低
氣體峰值速率不足	可能	主要	中
每間距單位的估計最終回採量不足	可能	主要	中
經濟發展			
水處理方法不足	未必	中等	低
過度氣體處理需求	未必	中等	低
缺少氣體市場及有利價格	未必	主要	低
不利財政條款	未必	主要	低
環境			
水排放違規	未必	次要	低
監管不允或延誤	可能	中等	中
地質及環境災難	未必	中等	低

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。



風險評估
馬必區塊推測資源量
亞美能源控股有限公司
截至2014年12月31日

類別／問題	可能性	結果	總體風險
煤炭數量			
缺煤	未必	主要	低
貧煤質量(等級、煤顯微組分)	極可能	中等	中
弱煤層分佈(多煤層比對單一煤層)	極可能	中等	高
含氣量			
含量不足	可能	主要	中
壓力不足(負壓)	可能	中等	中
低飽和水平	極可能	主要	高
不利氣體組分	未必	中等	低
受限制熱成因氣體生成(主要生物成因)	未必	主要	低
煤炭滲透性			
煙流動性不足	可能	主要	中
割理進展不足	可能	中等	低
不利的應力導向	未必	次要	低
不利的覆蓋層壓力(深度)	可能	中等	中
天然氣的可生產性			
不能為煤炭減壓	可能	主要	中
不能有效完成操作	可能	主要	高
過度的含水層補給	未必	中等	低
氣體峰值速率不足	可能	主要	高
每間距單位的估計最終回採量不足	可能	主要	中
經濟發展			
水處理方法不足	未必	中等	低
過度氣體處理需求	未必	中等	低
缺少氣體市場及有利價格	未必	主要	低
不利財政條款	未必	主要	低
環境			
水排放違規	未必	次要	低
監管不允或延誤	可能	中等	中
地質及環境災難	未必	中等	低

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

過往儲量及估計淨現值之比較
潘莊及馬必區塊
亞美能源控股有限公司權益

附錄 三

獨立技術報告

區塊/類別	總計(100%)天然氣儲量(十億立方英尺)			天然氣淨儲量(十億立方英尺)			除所得稅前淨現值按10%貼現(百萬美元)		
	於2014年 12月 31日	於2013年 12月 31日	於2012年 6月 30日	於2014年 12月 31日	於2013年 12月 31日	於2012年 6月 30日	於2014年 12月 31日	於2013年 12月 31日	於2012年 6月 30日
	潘莊								
已證實(1P)	107.9	78.4	85.7	82.3	62.8	43.2	448.6	395.2	263.2
已證實+概略(2P)	217.3	166.9	241.5	164.9	130.1	114.4	924.5	838.4	665.2
可能	134.5	140.8	305.9	100.3	105.8	140.2	不適用	不適用	不適用
馬必									
已證實(1P)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
已證實+概略(2P)	690.1	711.8	253.5	459.8	472.8	171.5	1,221.1	1,794.3	558.5
可能	1,544.3	2,160.4	3,079.2	928.7	1,302.5	1,877.7	不適用	不適用	不適用
合計									
已證實(1P)	107.9	78.4	85.7	82.3	62.8	43.2	448.6	395.2	263.2
已證實+概略(2P)	907.4	878.7	494.9	624.7	602.9	285.9	2,145.6	2,632.7	1,223.7
可能	1,678.8	2,301.2	3,385.2	1,028.9	1,408.3	2,017.9	不適用	不適用	不適用

總數可能因四捨五入而未為和值。

附註：儘管所列各估值範圍相似，但當比較估值之間的估計時，考慮時間期限之間的產量及提及相關報告對了解價格、成本、開發時間、開發計劃及所有其他經濟數據而言實屬重要。

於2012年6月30日所列示的估計乃來自我們日期為2012年8月1日的報告，當中載述我們對亞美大陸煤層氣有限公司於中華人民共和國山西省潘莊及馬必區域的若干煤層氣物業權益於2012年6月30日的儲量及未來收入及無風險後備及推測資源量的估計。

於2013年12月31日所列示的估計乃來自我們日期為2014年3月28日的報告，當中載述我們對亞美能源有限公司於中華人民共和國山西省潘莊及馬必區域的若干煤層氣物業權益於2013年12月31日的儲量及未來收入及無風險後備及推測資源量的估計。

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。

過往後備資源量估計比較
潘莊及馬必區塊
亞美能源控股有限公司權益

附錄三

獨立技術報告

區塊／類別	總計(100%)未經風險評估後備 天然氣資源量(十億立方英尺)			未經風險評估後備天然氣 淨資源量(十億立方英尺)		
	於2014年 12月31日	於2013年 12月31日	於2012年 6月30日	於2014年 12月31日	於2013年 12月31日	於2012年 6月30日
潘莊						
低估計量(1C)	5.0	0.0	0.0	3.8	0.0	0.0
最佳估計量(2C)	11.4	0.0	0.0	8.6	0.0	0.0
高估計量(3C)	16.3	0.0	0.0	12.4	0.0	0.0
馬必						
低估計量(1C)	190.2	228.6	31.9	127.5	152.3	21.5
最佳估計量(2C)	393.9	449.3	69.8	261.5	296.8	47.0
高估計量(3C)	625.7	686.9	105.7	410.7	449.0	70.9
合計						
低估計量(1C)	195.2	228.6	31.9	131.3	152.3	21.5
最佳估計量(2C)	405.2	449.3	69.8	270.1	296.8	47.0
高估計量(3C)	642.0	686.9	105.7	423.1	449.0	70.9

總數可能因四捨五入而未為和值。

附註：儘管所列各估值範圍相似，但當比較估值之間的估計時，考慮時間期限之間的產量及提及相關報告對了解價格、成本、開發時間、開發計劃及所有其他經濟數據而言實屬重要。
於2012年6月30日所列示的估計乃來自我們日期為2012年8月1日的報告，當中載述我們對亞美大陸煤層氣有限公司於中華人民共和國山西省潘莊及馬必區域的若干煤層氣物業權益於2012年6月30日的儲量及未來收入及無風險後備及推測資源量的估計。

於2013年12月31日所列示的估計乃來自我們日期為2014年3月28日的報告，當中載述我們對亞美能源有限公司於中華人民共和國山西省潘莊及馬必區域的若干煤層氣物業權益於2013年12月31日的儲量及未來收入及無風險後備及推測資源量的估計。

此處所有估計及列值均為本NSAI報告的一部分，並受其參數及條件所規限。