

香港交易及結算所有限公司及香港聯合交易所有限公司對本公告的內容概不負責，對其準確性或完整性亦不發表任何聲明，並明確表示，概不對因本公告全部或部分內容而產生或因依賴該等內容而引致的任何損失承擔任何責任。



MIE HOLDINGS CORPORATION

MI 能源控股有限公司

(於開曼群島註冊成立之有限公司)

(股份代號：1555)

截至二零一五年十二月三十一日止年度 全年業績公布

致各位尊敬的股東，

本人謹代表MI能源控股有限公司(以下簡稱「MI能源控股」或者「公司」，與其子公司並稱「集團」)董事會(「董事會」)欣然提呈本集團截至二零一五年十二月三十一日止的年度業績。

自二零一四年第三季度開始，貫穿二零一五年全年，全球能源行業見證了原油價格的急劇下降，跌幅超過70美元/桶。這些悲觀基本面似乎也延續至二零一六年，近期原油價格可能將繼續波動。盡管如此，鑒於國際大宗商品市場及原油生產企業以多種措施應對低油價環境，以及世界石油行業繁榮和蕭條循環的性質，我們對在某一時刻回升的預期仍持樂觀態度。

在目前這種極富挑戰性的宏觀環境下，本集團專注靈活迅速應對巨變的能力。二零一五年，本集團採取管控和降低作業和管理成本，同時保持安全可靠的作業的方式，以繼續適應和再均衡，應對低油價環境。由於集團把流動性視為首要要務，將二零一五年資本開支大幅下降，我們預計在二零一六年進一步減少資本開支。

由於縮減資本開支和低實現油價影響，本集團的油氣作業產量為770萬桶當量(桶當量基於6千標準立方英尺天然氣=1桶原油的換算比例進行計算，僅供參考為目的)，而淨產量為420萬桶當量。本集團的銷售收入下滑66%至約人民幣10億元，經調整EBITDA下降至人民幣3.7億元。由於上述因素，以及截至二零一五年年末相比截至二零一四年年末的更低油價預期導致的油氣資產非現金

資產會計減值，本集團於二零一五年度報得淨虧損約人民幣15億元。考慮到油價環境的不確定性，為了保留更多的資金以保證本集團的流動性和運營，董事會並無建議就二零一五年度派發末期股息。

仔細盤點二零一五年，集團業績的亮點包括：

- **專注開發活動，提升集團儲量。**根據獨立技術顧問的報告，與二零一四年末相比，本集團於二零一五年底的淨探明(「1P」)石油及天然氣儲量下降3%至1.139億桶當量，淨探明+概算(「2P」)石油和天然氣儲量增長6%至2.322億桶當量，淨探明+概算+可能(「3P」)石油和天然氣儲量增長7%至3.111億桶當量。基於10%的貼現率計算，本集團於二零一五年底2P儲量淨現值約為30億美元，與二零一四年底的40億美元相比，下降了25%，該等下降是由於全球原油價格的下降，以及於二零一五年減少實施鑽井和資本開支計劃。

本集團儲量提升的一個主要部分來自於中澳煤層氣能源有限公司(「中澳」)的貢獻，二零一五年成功的鑽井計劃進一步增加了項目儲量。根據獨立顧問對臨興和三交北區塊二零一五年儲量和資源量的審閱，淨1P儲量(歸屬於本集團，本段中其他儲量數據也相同)增長3%至3,760億立方英尺(或106億立方米，1立方米=35.315立方英尺)，淨2P儲量增長23%至5,740億立方英尺(163億立方米)。二零一五年度的儲量評估顯示，基於10%的貼現率計算，本集團在中澳的淨2P氣儲量淨現值約為13億美元。中澳項目的儲量增長由成功的鑽井活動所驅動，臨興和三交北的2P儲量分別增長了29%和15%。本集團中澳項目的淨2P氣儲量為5,740億立方英尺，相當於9,570萬桶當量，大概相當於Emir-Oil LLP(「Emir-Oil」)的淨2P油儲量(9,620萬桶)，並且相當於大安和莫里青2P油儲量(2,440萬桶)的四倍。

- **中國資產持續維持較低成本，為集團提供堅實資金保障。**二零一五年度，我們在中國的原油項目(大安和莫里青)一直維持著非常低的現金運營成本，直接採油成本¹約為9.49美元/桶，EBITDA約為31.66美元/桶。即使在現今低油價的環境下，我們在中國的原油項目的2,600多口井依舊持續為本集團貢獻強勁現金流和利潤，增強了本集團整體運營及財務的靈活度和穩定性。

¹ 採油成本包括生產一桶石油之直接可控制成本。其他生產成本如安全費、環境費用、技術及研究開支以及經常性費用等並不包括在內，原因是該等成本並非一桶石油的直接成本。

- **提高運營效率，顯著降低運營成本。**本集團在降低成本方面做出了可貴的努力，尤其是在我們的中國和哈薩克斯坦項目。中國項目的採油成本減少了10.6%至9.49美元／桶，除此之外，哈薩克斯坦項目的採油成本減少了24.6%至3.66美元／桶。在中澳項目，直井平均鑽井成本下降了約10%。另外，從集團整體角度來說，員工總數從二零一四年末的約2,100人減少至二零一五年末的約1,700人。這些行之有效的措施增加了我們的EBITDA和現金流，並使集團在商品價格不景氣的情況下仍處於良好位置。
- **中澳做好準備，推動未來增長和提供多樣性。**中澳的第二座中央集氣站(「集氣站」)，即臨興集氣站，於二零一五年十月投產，中澳項目的天然氣處理能力已達到2,470萬立方英尺／天(約70萬立方米／天)。中澳項目二零一五年度的日平均產氣量為370.2萬立方英尺／天，相比二零一四年增長了892.5%。因技術改進和完井的運營效率，中澳項目二零一五年度的試氣產量也明顯提高。二零一四年平均每井次的無阻流量²為55.4萬立方英尺／天(約15,697立方米／天)，與之相比，二零一五年每井次的平均無阻流量為73.4萬立方英尺／天(約20,785立方米／天)，產量提高了約33%。

儘管目前油價處於較低的水平，而且最近中國國家發展和改革委員會(「發改委」)調低了城市天然氣價格，中國對天然氣的需求及其價格仍然強勁，中澳確保二零一六年度的氣銷售價格為人民幣1.615元／立方米至人民幣1.63元／立方米(分別約為7.04美元／千立方英尺和7.10美元／千立方英尺)。

隨著最近臨興產品分成合同收到先導試驗期氣的銷售收入，項目二零一六年度資本開支的很大一部分來自於該等收入，而且，我們對於中澳能夠取得進一步生產收入增長而感到激動，我們也期待三交北項目取得相同進步。

- **進入資本市場，增強流動性。**儘管全球原油價格和資本市場動盪不安，本集團仍於二零一五年十月成功的完成了股權配售，籌得約3,200萬美元。股權配售揭示了投資者對本集團及管理團隊的信心，以及我們應對當前低迷油價的策略。

² 無阻流量指的是當回壓為零時天然氣氣井的產量，它用于衡量一口井的產能是因為它可以量化該井將天然氣從氣藏舉升至井筒的能力，此處謹供參考之目的。

- **Palaeontol B.V.60% 權益的可能處置。**二零一六年三月五日，本集團與Reach Energy Berhad簽署購銷協議，有關預期處置Palaeontol B.V.60%的權益，其為Emir-Oil之母公司。交易交割後，與Reach Energy Berhad達成伙伴關係並合作，將會使擁有豐富2P儲量和巨大儲量／資源量潛能的Emir-Oil，最大化資產的增長和經濟價值。另外，本次資產處置機會提升了在當前動盪油價環境下本集團的財務實力和流動性，並使本集團在優質資產中保持份額。

總之，二零一四年下半年開始的國際原油價格的快速下跌已對全球範圍內的原油生產企業造成了沖擊，許多國際上大型及獨立的石油集團都已紛紛宣布進一步削減來年的工作計劃和預算。因此，我們繼續密切監測全球油氣市場的發展，並及時了解符合本集團長期發展和增長的有吸引力的資產，同時我們將在二零一六年度繼續削減資本開支，減少鑽井和工作計劃，並專注於運營效率和成本削減。我們計劃鑽井23口(包括中澳項目的21口)，預計中國項目及Emir-Oil承擔的資本開支為3,500萬美元而中澳的現金投入為2,000萬美元。預計歸屬於本集團的原油及天然氣產量分別為9,240至10,540桶／天及11,100至12,100千立方英尺／天。在目前這種極富挑戰性的環境下，我們認為這樣的工作量將能夠保障本集團業務運營及財務狀況穩定和增長。

最後，本人亦借此機會衷心感謝董事會及所有員工於過去一年所作出的寶貴貢獻，亦感謝我們的股東，債券持有人及各業務伙伴的信任和支持。

董事長
張瑞霖

合併綜合收益表

	附註	截至十二月三十一日	
		止年度	
		二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
收益	4	<u>1,032,734</u>	<u>2,982,909</u>
折舊、折耗及攤銷		(596,893)	(928,447)
稅項(所得稅除外)	5	(153,971)	(695,092)
職工福利費用		(174,405)	(215,634)
採購、服務及其他直接成本		(169,675)	(337,340)
地質及地球物理費用		-	(20,047)
銷售支出		(89,435)	(36,595)
管理費用		(115,469)	(123,733)
資產減值損失		(724,032)	(154,570)
其他(損失)/利得，淨值	6	(378,669)	302,020
財務收入	7	20,496	18,491
財務費用	7	(328,575)	(499,818)
享有按權益法入賬的投資的虧損份額		<u>(26,627)</u>	<u>(55,432)</u>
除所得稅前(虧損)/利潤		(1,704,521)	236,712
所得稅收益/(費用)	8	<u>179,233</u>	<u>(214,163)</u>
本年(虧損)/利潤		<u>(1,525,288)</u>	<u>22,549</u>
其他綜合(損失)/收益：			
其後不會重分類至損益的項目			
外幣折算差額		(29,937)	4,001
其後可能會重分類至損益的項目			
可供出售金融資產的價值變動		<u>(24,762)</u>	<u>(20,285)</u>
		<u>(54,699)</u>	<u>(16,284)</u>
本年綜合(虧損)/收益總額		<u><u>(1,579,987)</u></u>	<u><u>6,265</u></u>

截至十二月三十一日
止年度
二零一五年 二零一四年
附註 人民幣千元 人民幣千元

本年(虧損)/利潤歸屬於：

本公司所有者	(1,523,203)	58,482
非控制性權益	<u>(2,085)</u>	<u>(35,933)</u>
	<u>(1,525,288)</u>	<u>22,549</u>

本年綜合(虧損)/收益總額歸屬於：

本公司所有者	(1,577,902)	42,198
非控制性權益	<u>(2,085)</u>	<u>(35,933)</u>
	<u>(1,579,987)</u>	<u>6,265</u>

本年本公司所有者應佔(虧損)/利潤的每股
(虧損)/收益(每股人民幣)

基本每股(虧損)/收益	9	(0.59)	0.02
稀釋每股(虧損)/收益	9	<u>(0.59)</u>	<u>0.02</u>

合併財務狀況表

於十二月三十一日
二零一五年 二零一四年
附註 人民幣千元 人民幣千元

資產

非流動資產

不動產、工廠及設備		5,214,718	6,629,673
無形資產		355,810	494,552
按權益法入賬的投資		505,994	499,284
遞延所得稅資產		23,795	20,538
可供出售金融資產		27,105	75,541
預付款、保證金及其他應收款	10	496,214	210,389
受限制現金		8,495	12,955
		<u>6,632,131</u>	<u>7,942,932</u>

流動資產

存貨		44,308	41,046
預付款、保證金及其他應收款	10	221,184	622,013
應收賬款	11	82,595	158,957
受限制現金		462,669	139,411
現金及現金等價物		199,166	689,208
		<u>1,009,922</u>	<u>1,650,635</u>

持有待售的處置組的資產

448,052 –

1,457,974 1,650,635

資產總額

8,090,105 9,593,567

權益

歸屬於本公司所有者的權益

股本		1,068,796	842,520
其他儲備		65,457	153,864
留存收益		1,037,434	2,560,637
		<u>2,171,687</u>	<u>3,557,021</u>

非控制性權益

39,309 7,490

權益總額

2,210,996 3,564,511

於十二月三十一日
二零一五年 二零一四年
附註 人民幣千元 人民幣千元

負債			
非流動負債			
借款	14	4,424,247	4,174,878
遞延所得稅負債		120,130	312,971
應付賬款及應付票據	12	36,589	54,739
準備、預提及其他負債	13	82,340	141,350
		<u>4,663,306</u>	<u>4,683,938</u>
流動負債			
應付賬款及應付票據	12	354,151	654,373
準備、預提及其他負債	13	281,933	346,841
當期所得稅負債		4,412	4,449
借款	14	529,872	339,455
		<u>1,170,368</u>	1,345,118
持有待售的處置組的負債		<u>45,435</u>	-
		<u>1,215,803</u>	<u>1,345,118</u>
負債總額		<u>5,879,109</u>	<u>6,029,056</u>
權益及負債總額		<u>8,090,105</u>	<u>9,593,567</u>

合併現金流量表

	附註	截至十二月三十一日止年度	
		二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
經營活動產生的現金淨額	15	<u>326,072</u>	<u>1,180,423</u>
投資活動所用的現金流量			
購買不動產、工廠及設備		(644,939)	(1,314,023)
投資可供出售金融資產產生的淨現金流		28,324	(71,986)
收回處置子公司所得款項		45,152	532,479
處置子公司(償還)/收到的押金		(48,482)	46,400
增資於以權益法核算的投資		(30,901)	(269,375)
對以權益法入賬的投資的借款		(155,210)	(163,856)
受限制現金的增加		(318,798)	(103,411)
已收利息		645	14,364
收到應收或有對價款項		-	8,134
石油期權實現收益所得款項		-	10,208
其他		(235)	-
投資活動所用的現金淨額		<u>(1,124,444)</u>	<u>(1,311,066)</u>
融資活動產生的現金流量			
發行股份		199,963	-
借款所得款項		512,759	411,545
發行票據所得款項(扣除發行成本後淨值)		-	2,986,181
償還票據		-	(2,465,600)
支付償還票據溢價		-	(120,198)
為股份獎勵計劃回購股份		(11,063)	-
為回購購股權支付的款項		-	(10,385)
償還借款		(360,095)	(126,455)
已付股息		-	(60,952)
信托持有回購股份收到的股利		-	970
支付借款安排費及相關費用		-	(14,994)
支付債券契約條款修訂費用		(25,917)	-
支付股份回購及注銷		(17,645)	(13,614)
結算可認購子公司股份購股權		-	(44,605)
融資活動產生的現金淨額		<u>298,002</u>	<u>541,893</u>

	截至十二月三十一日止年度	
	二零一五年	二零一四年
附註	人民幣千元	人民幣千元
現金及現金等價物的(減少)/增加淨額	(500,370)	411,250
年初現金及現金等價物	689,208	274,529
現金及現金等價物的匯兌收益	<u>14,129</u>	<u>3,429</u>
年末現金及現金等價物	<u><u>202,967</u></u>	<u><u>689,208</u></u>
包含在財務狀況表的現金及現金等價物中	199,166	689,208
包含在持有待售的處置組資產中	<u><u>3,801</u></u>	<u><u>-</u></u>

1. 一般資料

MI能源控股有限公司(以下簡稱「本公司」)及其附屬公司(統稱「本集團」)主要在中華人民共和國(以下簡稱「中國」)、哈薩克斯坦共和國(以下簡稱「哈薩克斯坦」)和美國按照產品分成合同及類似協議，從事勘探、開發、生產及銷售石油和其他石油產品。本集團目前擁有位於中國的兩個生產原油產品分成合同項目，位於哈薩克斯坦的一處勘探合同和四處生產合同項目，並擁有位於美國的Niobrara頁岩油和天然氣資產的作業權益。本集團通過一家合營企業依照兩份不同的產品分成合同參與位於中國鄂爾多斯盆地東側兩處非常規天然氣資產的勘探。

2. 重要會計政策摘要

除以下註釋所述外，編製本財務資料所採用的會計政策與二零一四年十二月三十一日止之年度財務報告所採用的會計政策一致。

2.1 編製基礎

合併財務報表是根據所有適用的國際會計準則委員會發布的國際財務報告準則編製。合併財務報表按照歷史成本法編製，並就可供出售金融資產以公允價值計量且其變動計入損益的金融資產和金融負債(包括衍生工具)的重估而作出修訂。

編製符合國際財務報告準則的財務報表需要使用特定關鍵會計估計。這亦需要管理層在應用本集團的會計政策過程中行使其判斷。涉及高度判斷或高度複雜性的範疇，或涉及對合併財務報表作出重大假設和估計的範疇，在附註3中披露。

2.1.1 會計政策和披露的變動

(a) 本集團已採納的新訂和已修改的準則

本集團自二零一五年一月一日或之後開始的財政年度首次採納的新準則和已修訂的準則列示如下：

- 國際會計準則第39號(修改)有關職工或第三方向設定收益計劃的供款。此修改將僅與產生期間的服務掛鈎的供款，與那些與超過一個會計期的服務掛鈎的供款分開處理。此修改容許與服務掛鈎但不會因應職工服務的長短而變更的供款，自所提供服務的會計期內賺取的福利成本中扣除。至於與服務掛鈎並因應職工服務的長短而變更的供款，則必須使用與福利採用的相同歸屬法，在服務期內分攤。
- 國際會計準則2010–2012周期的年度改進、國際財務報告準則第8號「經營分部」、國際會計準則第16號「不動產、機器及儲備」以及國際會計準則第38號「無形資產」及國際會計準則24號「關聯方披露」的修改對於國際財務報告準則第8號「經營分部」，該項準則的修改要求披露管理層在合併經營分部採用的判斷以及在披露了分部資產的情況下，披露分部資產與總資產之間的調節。對於國際會計準則第16號「不動產、廠房及設備」及國際會計準則第38號「無形資產」，該兩項準則的修改釐清了當

主體採納重估價模型時，總賬面價值以及累計折舊的處理方法。對於國際會計準則第24號「關聯方披露」，報告主體不需要披露管理公司(作為關聯方)向管理公司的員工或董事支付的報酬，但是需要披露管理公司向報告主體收取的服務費用。

- 國際會計準則2011–2013周期的年度改進、國際財務報告準則第3號「業務合併」、國際財務報告準則第13號「公允價值計量」。對於國際財務報告準則第3號「業務合併」，該項修改釐清了國際財務報告準則第3號並不適用於在合營安排的財務報告中對設立符合國際財務報告準則第11號規定的合營安排的會計處理。對於國際財務報告準則第13號「公允價值計量」，該項修改釐清了國際財務報告準則第13號所允許的將一組金融資產和金融負債按照淨額基準進行公允價值計量的這一例外情況，適用於所有符合國際會計準則第39號或國際財務報告準則第9號規定的合同(包括非金融合同)。

採納上述新準則或已修訂的準則並未對本集團財務報表產生任何重大影響。

於二零一五年一月一日開始的財政年度已經生效的其他準則、修改和解釋對集團並無重大影響。

此外，新香港《公司條例》(第622章)第9部「賬目和審計」的規定已於本財政年度生效，因此合併財務報表中部分信息的呈列和披露相應作出了改變。

- (b) 二零一五年一月一日後開始的年度期間未生效，且未採納的新準則和準則的修改及解釋：

- 國際財務報告準則第9號「金融工具」，針對金融資產和金融負債的分類、計量和確認。國際財務報告準則第9號的完整版本已在二零一四年七月發布。此準則取代了國際會計準則第39號中有關分類和計量金融工具的指引。國際財務報告準則第9號保留但簡化了金融資產的混合計量模型，並確認了三個主要的計量類別：按攤銷成本、按公允價值透過其他綜合收益以及按公允價值透過損益表計量。此分類標準視乎主體的經營模式，以及金融資產的合同現金流量特點。在權益工具中的投資需要按公允價值透過損益表計量，而由初始不可撤銷選項在其他綜合收益計量的公允價值變動不循環入賬。目前新的預期信貸損失模型，取代在國際會計準則第39號中使用的減值虧損模型。對於金融負債，就按公允價值透過損益表計量的負債，除了在其他綜合收益中確認本身信貸風險變動外，分類和計量無任何變動。

國際財務報告準則第9號放寬了套期有效性的規定，以清晰界限套期有效性測試取代。此準則規定被套期項目與套期工具的經濟關係以及「套期比率」須與管理層實際用以風險管理之目的相同。根據此準則，仍需有同期文件存檔，但此規定與國際會計準則第39號現時所規定的不同。此準則將於二零一八年一月一日或之後開始的會計期間生效，並允許提早採納。

國際財務報告準則第15號「客戶合同收益」處理有關主題預期客戶合同所產生的收益和現金流量的性質、金額、時間性和不確定性的收益確認，

並就像財務報表使用者報告有用的資訊建立原則。當客戶獲得一項貨品或服務的控制權並因此有能力指示該貨品或服務如何使用和獲得其利益，即確認此項收益。此準則取代國際會計準則第18號「收益」及國際會計準則第11號「建造合同」和相關解釋。國際財務報告準則第15號將於二零一八年一月一日或之後開始的年度期間生效，並允許提早採納。本集團現正評估國際財務報告準則15號的影響。

本集團已開始對上述新準則和準則的修改及解釋對本集團財務報表產生的相關影響進行評估，並預計於上述新準則和準則的修改及解釋生效日的採納不會對本集團的財務狀況和業績產生重大影響。

此外，沒有其他尚未生效的國際財務報告準則或國際財務報告解釋委員會一解釋公告預期會對本集團有重大影響。

2.2 不動產、工廠及設備

不動產、廠房及設備按歷史成本減累計折舊、折耗及攤銷和累計減值損失後的價值列示。歷史成本包括直接歸屬於購買該等物品的支出。

後續發生的成本只有當與其相關的未來經濟利益很可能流入本集團並且此類支出能夠可靠計量時，才計入資產的賬面價值或確認為獨立資產。被替換部分的賬面價值將終止確認。此外的所有其他維修及保養支出，均在費用發生時計入該財務期間的損益。

油氣資產的成本乃以油田為單位按單位產量法予以攤銷。單位產量乃根據各自生產協議的現有期限，按照在現有設施下預計可回收石油及天然氣的已探明及概算已開發產油儲量計算。本集團的儲量估計為管理層認為可於此等生產協議現有期限內合理開採的原油及天然氣。

其他資產折舊以直線法按各項資產的預計可使用年限扣除殘值後計提。預計可使用年限如下：

樓宇及裝修	七至十年
辦公室設備	三年
汽車及生產設備	十年

本集團至少於報告期末對相關資產的殘值及可使用年限進行評估，並在必要時進行調整。當資產的賬面價值大於其預計的可回收金額時，相關資產賬面價值應立即撤減至其可回收金額。

處置的利得或損失按所得款與賬面值的差額確定，並計入損益中的「其他利得，淨額」。

2.3 勘探、評價資產和油氣資產

油氣勘探與生產活動採用成果法記賬。根據此方法，開發井、配套設施以及油氣資產中的已探明礦區權益的所有成本均予以資本化。地質及地球物理成本於產生時費用化。勘探井的成本(包括直接歸屬於鑽井服務的特定地質成本)乃根據該等井是否發現探明油氣儲量而決定是否作為在建工程予以資本化。探明油氣儲量為在現有經濟及作業條件(即於估算日的價格及成本)下，地質及工程數據表明於未來年度可合

理肯定從已知油藏開採出原油及天然氣的估算量。價格包括僅按合同安排規定的現有價格變化的考慮，而並非根據未來條件調高價格。

於無需投入大量資本支出的地域的勘探井乃於完成鑽探的一年期內按經濟可行性予以評估。倘若釐定該等油氣井並不存在經濟可行性，則相關井乃作為乾井支出。否則，相關油氣井成本乃重新分類至油氣資產，並進行減值審閱。至於在可開始投產前將需投入大量資本支出的地域發現具有經濟可行儲量的勘探井，相關油氣井成本僅當正在進行或已正式計劃額外鑽探時仍維持資本化。否則，相關油氣井成本乃作為乾井支出。本集團並未將任何未探明資產的成本資本化於油氣資產中。

業務合併產生的可辨認勘探資產根據公允價值予以確認。收購後發生的勘探、評價支出按照上述會計政策予以賬務處理。

2.4 非金融資產減值

使用壽命不限定的無形資產或尚未可供使用的無形資產無需攤銷，但每年須就減值進行測試。須予攤銷的資產會於發生事項或情況出現變化而顯示面值未必能夠收回時，評估有否減值。減值虧損按有關資產的面值超逾其可收回金額的數額確認。可收回金額為資產的公允價值減銷售成本與使用價值兩者的較高者。於進行減值評估時，資產按可獨立識別現金流量的最小單位(現金產生單位)分類。出現減值的非金融資產(商譽除外)於各呈報日期檢討是否可能進行減值撥回。

3. 關鍵會計估計及判斷

估計和判斷乃按持續基準進行評估，並基於過往經驗及其他因素，包括在若干情況下對未來事項作出相信是合理的預期。

3.1 關鍵會計估計及假設

本集團對未來作出會計估計和假設。所得出的會計估計如其定義，很少會與其實際結果相同。有重大風險可能會導致對下一個財政年度的資產和負債的賬面價值作出重大調整的估計和假設討論如下。

(i) 已探明儲量和概算儲量的估計

已探明儲量為透過分析地球科學及工程數據，於明確的經濟條件、操作方法及政府法規下，從特定未來日期起自己知油藏以合理確信估計可商業開採回收的石油數量。經濟條件包括考慮僅由合同安排規定的現有價格變動，惟日後條件引致的增長除外。探明已開發儲量為預期從處於開放及產油狀態的完井層段中開採的儲量。探明未開發儲量為通過未來投資預期採出的油氣數量，包括開採已知油藏的未鑽的新井，延伸現有井至不同(但為已知)的油藏，或通過加密井提高採收率。概算儲量為相比探明儲量存在較大開採不確定性的額外儲量，但其與探明儲量一樣均存在無法獲取的可能性。

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

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

一般而言，自開發及生產活動取得新數據而導致石油儲量技術成熟度變動以及油氣價格變動已趨向成為年度修訂的最重要因素。

(ii) 不動產、工廠及設備以及無形資產的折舊、折耗及攤銷

關於油氣資產和基於估計儲量採用單位產量法(附註2.2)核算的礦產開採權及採礦權的折舊、耗損及攤銷已在附註3.1(i)中披露。除此之外，本集團管理層還需對其他不動產、工廠及設備和無形資產的預計使用年限及相關折舊和攤銷進行估計。此類估計依賴於類似性質和功能的不動產、工廠及設備的實際使用年限的歷史經驗，或者基於使用價值法或本集團預計使用該無形資產在未來期間產生經濟價值的市場價值法。

管理層通過比較已估計使用年限與目前可使用年限對不動產、工廠及設備和無形資產預計可使用年限進行調整。基於對現有情況的了解，可以合理的認為不動產、工廠及設備和無形資產的賬面價值於未來財政年度中不同的假設條件下可能出現重大調整。

(iii) 不動產、工廠、設備及無形資產減值估計

倘存有任何事項或情況變動顯示面值可能無法收回，則會就不動產、工廠、設備(包括油氣資產)及無形資產是否可能減值予以檢討。釐定一項資產是否減值及減值的幅度涉及管理層估計及判斷，例如日後原油價格及生產狀況。然而，減值的檢討及計算乃基於與本集團業務計劃相一致的假設。若干假設的有利變動或可令本集團於相關數年無需對任何資產進行減值的需要，而不利變動或會促使資產減值。

截至二零一五年十二月三十一日止年度，本集團分別就位於中國、美國和哈薩克斯坦業務相關不動產、工廠、設備及無形資產確認減值損失人民幣473.4百萬元(二零一四年：29.3百萬元)人民幣16.7百萬元(二零一四年：125.3百萬元)及人民幣233.9百萬元(二零一四年：0百萬元)。

(iv) 補償及復用準備

補償及修復準備包括環境治理成本，資產棄置義務以及與本集團經營活動有關的其他類似義務。當發生相關環境破壞和現實義務時，依據估計未來成本的淨現值來確定準備金額。環境破壞，資產報廢和其他義務的最終成本是不確定的。管理層將依據經驗和判斷在經營期限內確定準備費用。費用的估計需要考慮和比較眾多因素，包括相關法律需求、集團相關政策、新修復技術的更新以及通貨膨脹等因素。費用估計將在經營期限內進行更新。估計費用的預期支出發生時間也會隨儲量、產量和經濟形勢的變化而發生變化。該項費用的支出會根據特定現實需求發生在期前或期後，並影響其後的一個期間。有些支出將列入永久性支出。若上述事項產生重大影響，則現金流需進行折現。為此所選擇的無風險折現率也需進行重新評估和判斷。所以，上述因素的影響可能導致對恢復和清理費用的準備的重大調整，也會影響到未來期間的財務業績。

本集團當下主要於中國及哈薩克斯坦作業。在當前已有或未來的環境法律框架下，對環境及其他類似義務的影響目前暫時無法合理估計，且該影響可能是重大的。然而，在現有法律框架下，本公司董事認為，除已於本財務報表反映的負債之外，不存在可能的負債對本集團財務狀況產生潛在重大不利影響。

(v) 所得稅

本集團於多個管轄區內繳納所得稅。本集團存在許多交易及事件，其最終的所得稅處理均存在不確定性。在計算不同地區的所得稅費用時，本集團會作出重大會計判斷。根據對額外稅項是否到期的估計，本集團就預期稅務審計問題對負債進行了確認。倘這些事項的最終稅務結果與其初始記錄金額出現差異，這些差異將影響確定期間的當期及遞延所得稅資產及負債。

4. 分部信息

管理層已根據經本公司董事會審議用於分配資源和評估表現的報告釐定經營分部。

董事會從地理角度研究業務狀況，將本集團分為中國分部、哈薩克斯坦分部和美國分部。中國分部的收益主要來源於原油銷售。銷售收益由本集團向中石油銷售原油取得。原油來源於相應產品分成合同區塊。哈薩克斯坦分部收益來源於原油與天然氣的銷售，其原油與天然氣收入來源於位於哈薩克斯坦境內的一個石油與天然氣開採合同及四個產品分成合同。美國分部的收益來源於對Niobrara資產進行作業產生的頁岩油與天然氣的銷售。

董事會基於每個經營分部的經營業績對他們進行業績評價。

截至二零一五年十二月三十一日止年度向董事會提供的經營分部信息如下：

	中國 人民幣千元	哈薩克斯坦 人民幣千元	美國 人民幣千元	總部及其他 人民幣千元	總計 人民幣千元
分部收益	716,758	310,549	5,427	-	1,032,734
折舊、折耗及攤銷	(460,984)	(130,325)	(5,127)	(457)	(596,893)
稅項(所得稅除外)(附註5)	(4,334)	(130,640)	(217)	(18,780)	(153,971)
員工薪酬成本	(71,672)	(30,561)	-	(72,172)	(174,405)
採購、服務及其他直接成本	(115,687)	(48,709)	(5,279)	-	(169,675)
銷售支出	(20,516)	(68,919)	-	-	(89,435)
管理費用	(27,304)	(16,238)	(3,798)	(68,129)	(115,469)
資產減值損失	(473,439)	(233,888)	(16,705)	-	(724,032)
其他(損失)/利得,淨值	(344,073)	(2,226)	30,733	(63,103)	(378,669)
財務收入	670	886	3,073	15,867	20,496
財務費用	(85,950)	112,809	(3,414)	(352,020)	(328,575)
享有按權益法入賬的投資的 虧損份額	-	-	-	(26,627)	(26,627)
除所得稅前(虧損)/利潤	(886,531)	(237,262)	4,693	(585,421)	(1,704,521)
所得稅收益/(費用)	121,261	58,115	-	(143)	179,233
本年(虧損)/利潤	<u>(765,270)</u>	<u>(179,147)</u>	<u>4,693</u>	<u>(585,564)</u>	<u>(1,525,288)</u>
資產總額	<u>3,494,762</u>	<u>3,036,764</u>	<u>47,177</u>	<u>1,063,350</u>	<u>7,642,053</u>
資產總額包括：					
不動產、工廠及設備	2,619,525	2,551,430	9,728	34,035	5,214,718
無形資產	11,304	343,738	768	-	355,810
按權益法入賬的投資	-	-	-	505,994	505,994
非流動資產增加	7,735	349,407	4,371	12	361,525
負債總額	<u>698,653</u>	<u>553,499</u>	<u>4,519</u>	<u>4,577,003</u>	<u>5,833,674</u>

上述分部報告信息為各分部之間交易抵銷之後進行列示。分部之間交易主要包括集團內公司賬目往來和借款產生的利息收入或支出。

向董事會報告的收益的計量方法與合併綜合收益表的計量方法一致。向董事會提供有關資產及負債總額的金額，是按照合併財務報表內貫徹一致的方式計量的。此等資產及負債根據分部的經營和資產的實際位置分配。

持有待售的處置組的資產不被視為分部資產。持有待售的處置組的負債不被視為分部負債。

報告分部資產與資產總額調節如下：

	於十二月三十一日	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
報告分部的分部資產	7,642,053	9,593,567
未分配：		
持有待售的處置組的資產	<u>448,052</u>	<u>—</u>
合併財務狀況表內的資產總額	<u>8,090,105</u>	<u>9,593,567</u>

報告分部的負債與負債總額調節如下：

	於十二月三十一日	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
報告分部的分部負債	5,833,674	6,029,056
未分配：		
持有待售的處置組的負債	<u>45,435</u>	<u>—</u>
合併財務狀況表內的負債總額	<u>5,879,109</u>	<u>6,029,056</u>

企業層面信息

收入按類別分析

	截至十二月三十一日止年度	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
銷售原油及天然氣	1,024,029	2,970,017
提供服務	<u>8,705</u>	<u>12,892</u>
	<u>1,032,734</u>	<u>2,982,909</u>

截至二零一五年十二月三十一日止年度，本集團在中國的原油銷售收入金額為人民幣707.1百萬元(二零一四年：人民幣2,204.1百萬元)，均為銷售給中石油取得的收入。本集團在哈薩克斯坦的主要客戶為Euro-Asian Oil SA，對其收入金額為人民幣288.7百萬元(二零一四年：人民幣624.6百萬元)。截至二零一五年十二月三十一日止年度從中石油和Euro-Asian Oil SA取得的收入分別佔本集團總收入的68.5%和28.0%(二零一四年：73.9%和20.9%)。

5. 稅項(所得稅除外)

	截至十二月三十一日止年度	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
中國：		
石油特別收益金	-	328,878
城建稅及教育附加費	3,849	12,110
其他	484	444
	<u>4,333</u>	<u>341,432</u>
哈薩克斯坦：		
礦物開採稅	18,533	44,588
租金出口稅	35,302	176,536
租金出口關稅支出	56,703	87,328
物業稅	20,102	23,508
	<u>130,640</u>	<u>331,960</u>
美國：		
代扣代繳稅	-	930
開採稅	217	534
	<u>217</u>	<u>1,464</u>
總部：		
代扣代繳稅(附註)	18,781	20,236
	<u>153,971</u>	<u>695,092</u>

附註：

截至二零一五年十二月三十一日止年度，所有(二零一四年：所有)代扣代繳稅皆與集團內部貸款所產生的利息相關。

6. 其他(損失)/利得-淨額

	截至十二月三十一日止年度	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
處置子公司利得	-	259,389
石油套期期權利得	-	19,564
公允價值計量的金融資產價值變動利得	-	11,723
認股權證公允價值變動損失	-	(408)
清理債務利得，淨值	29,387	-
計提壞賬準備	(86,673)	-
持有待售的處置組重新估值產生的減值	(328,541)	-
其他	7,158	11,752
	<u>(378,669)</u>	<u>302,020</u>

7. 財務費用—淨值

	截至十二月三十一日止年度	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
財務收入		
存款利息收入	<u>20,496</u>	<u>18,491</u>
財務費用		
利息費用(按照票面利率和銀行利率核算)	(352,029)	(335,521)
貼現攤銷	(56,591)	(33,288)
提前贖回借款的溢價及未攤銷的費用	-	(154,902)
其他費用	<u>(5,740)</u>	<u>(8,903)</u>
	<u>(414,360)</u>	<u>(532,614)</u>
匯兌利得，淨額	<u>85,785</u>	<u>32,796</u>
	<u>(328,575)</u>	<u>(499,818)</u>
財務費用—淨值	<u>(308,079)</u>	<u>(481,327)</u>

8. 所得稅費用

	截至十二月三十一日止年度	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
當期所得稅—海外	7,191	134,833
遞延所得稅	<u>(186,424)</u>	<u>79,330</u>
	<u>(179,233)</u>	<u>214,163</u>

課稅按照本年度估計應課稅利潤計算，計算基礎乃本集團經營業務所在國家的現行稅率。

本集團就除稅前利潤的稅項，與採用合併主體利潤適用的加權平均稅率而應產生的理論稅額的差額如下：

	截至十二月三十一日止年度	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
除所得稅前(虧損)/利潤	<u>(1,704,521)</u>	<u>236,712</u>
在各有關國家的利潤按適用的當地稅率計算的稅項 稅項影響	(250,099)	116,501
— 無需繳稅收入	-	(1,125)
— 不可扣稅支出	27,884	40,859
— 未確認遞延所得稅資產的稅務虧損及暫時性差異	49,951	55,105
— 以前年度調整	(9,069)	1,482
— 其他	<u>(16,038)</u>	<u>1,341</u>
稅項支出	<u>(179,233)</u>	<u>214,163</u>

截至二零一五年十二月三十一日止年度之加權平均有效稅率為11%(二零一四年：90%)。

對本集團於哈薩克斯坦之作業的遞延所得稅進行的重新計量是用以反映未來超額利潤稅率估計的變化，該變化主要是因為管理層對未來資本支出及其他稅率估計的變化。

超額利潤稅率基於地下開發使用的回報率，並需要對未來應課稅收入、資本性支出及其他會影響到財務報告期間可抵扣/應課稅暫時性差異轉回/結算的期間及數量的估計的相關假設。

9. 每股收益

(a) 基本

基本每股收益是根據本公司所有者的應佔利潤，除以本年度內已發行普通股的加權平均數目計算。

	截至十二月三十一日止年度	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
本公司所有者應佔(虧損)/利潤	(1,523,203)	58,482
加權平均普通股數目(千股)	<u>2,599,744</u>	<u>2,603,617</u>
每股基本(虧損)/收益(每股人民幣)	<u>(0.59)</u>	<u>0.02</u>

(b) 稀釋

每股稀釋收益乃假設所有稀釋潛在普通股獲兌換後，經調整已發行普通股的加權平均數計算。本公司尚未行使之購股權具有潛在稀釋效應。至於購股權，根據未行使購股權的加權平均數所附認購權的貨幣價值，釐定可能已按公允價值(即本公司股份的平均年度市價)購入的普通股數目。按以上基本每股收益方式計算的普通股數目，需加上假設購股權於相關期間期初或實際發行日兩者之中較晚日期獲行使或轉換而發行的普通股數量。

	截至十二月三十一日止年度	
	二零一五年	二零一四年
	人民幣千元	人民幣千元
(損失)/收益		
用於釐定每股稀釋收益的本公司所有者應佔 (損失)/利潤	<u>(1,523,203)</u>	<u>58,482</u>
加權平均普通股數目(千股)	2,599,744	2,603,617
調整：		
一 購股權(千份)	<u>1,595</u>	<u>3,461</u>
為計算每股稀釋收益的稀釋潛在普通股加權 平均數(千股)	<u>2,601,339</u>	<u>2,607,078</u>
每股稀釋(損失)/利潤(每股人民幣)	<u>(0.59)</u>	<u>0.02</u>

10. 預付款項、保證金及其他應收款

於二零一五年十二月三十一日，預付款項、保證金及其他應收款概述如下：

	於十二月三十一日	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
應收關聯方款項	488,507	375,519
貸款及其他應收款	107,578	128,341
石油期權已實現收益應收款	-	16,925
應收利息	16,867	7,698
應收處置子公司股權轉讓款	41,307	84,071
保證金	55,196	58,131
員工備用金	2,715	5,829
	<u>712,170</u>	<u>676,514</u>
減：壞賬準備(附註)	<u>(68,183)</u>	<u>(1,090)</u>
	643,987	675,424
待抵扣增值稅	36,454	71,107
待攤費用	11,966	25,855
預付賬款	41,409	41,610
預繳當期所得稅	4,825	18,406
對預付賬款的壞賬準備(附註)	<u>(21,243)</u>	<u>-</u>
	<u>717,398</u>	<u>832,402</u>
流動	221,184	622,013
非流動	<u>496,214</u>	<u>210,389</u>
	<u>717,398</u>	<u>832,402</u>

附註：

預付賬款、貸款及其他應收款之壞賬準備變動如下：

	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
於一月一日	1,090	2,106
未用金額轉回	(1,157)	(1,024)
計提壞賬準備	86,673	-
匯兌差額	<u>2,820</u>	<u>8</u>
於十二月三十一日	<u>89,426</u>	<u>1,090</u>

對應收款項壞賬準備的計提和轉回已包括在合併綜合收益表中「其他／(損失)利得」內。

預付及其他應收款中的其他類別不包含已計提壞賬準備資產。於報告日，最大的信用風險敞口為以上提及的各類預付及其他應收款的賬面價值。本集團並未持有任何擔保品作為抵押。

貸款和應收賬款的公允價值與其賬面金額相近。

於二零一五年十二月三十一日，預付款項及其他應收款項人民幣89.4百萬元(二零一四年：人民幣1.1百萬元)已計提壞賬準備。於二零一五年十二月三十一日，準備金額為人民幣89.4百萬元(二零一四年：人民幣1.1百萬元)。個別已計提壞賬的應收款主要來自處於預料以外的經濟困境中的服務提供商。判斷部分應收款預計將可收回。此等應收款的賬齡如下：

	於十二月三十一日	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
6個月以上	<u>89,426</u>	<u>1,090</u>
	<u><u>89,426</u></u>	<u><u>1,090</u></u>

11. 應收賬款

	於十二月三十一日	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
應收中石油貿易款	49,822	94,339
應收第三方賬款	14,030	10,197
未結算應收中石油款	<u>18,743</u>	<u>54,421</u>
	82,595	158,957
減：應收賬款減值準備	<u>-</u>	<u>-</u>
應收賬款淨額	<u><u>82,595</u></u>	<u><u>158,957</u></u>

應收賬款的公允價值與其賬面金額相近。

應收賬款賬齡分析如下：

	於十二月三十一日	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
少於30日	73,649	158,764
31至180日	7,004	193
多於180日	<u>1,942</u>	<u>-</u>
	<u><u>82,595</u></u>	<u><u>158,957</u></u>

本集團應收賬款的信用期為30至180日。於二零一五年及二零一四年十二月三十一日，概無任何已逾期而減值的應收賬款。

於二零一五年及二零一四年十二月三十一日，應收賬款不包含已減值資產。於報告日，最大的信用風險敞口為各類應收賬款的賬面價值。本集團並未持有任何擔保品作為抵押。

12. 應付賬款及應付票據

	於十二月三十一日	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
應付賬款	390,740	682,005
應付票據	-	27,107
	<u>390,740</u>	<u>709,112</u>
減：非流動應付賬款	<u>(36,589)</u>	<u>(54,739)</u>
流動	<u><u>354,151</u></u>	<u><u>654,373</u></u>

於二零一五年及二零一四年十二月三十一日，應付賬款及應付票據賬齡分析列示如下：

	於十二月三十一日	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
少於6個月	184,216	427,290
6個月至1年	151,579	176,906
1至2年	44,359	68,275
2至3年	6,090	19,139
多於3年	4,496	17,502
合計	<u><u>390,740</u></u>	<u><u>709,112</u></u>

應付賬款及應付票據的公允價值與其賬面金額相近。

13. 準備、預提及其他負債

	於十二月三十一日	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
資產棄置義務	41,160	54,684
應付利息	93,198	75,627
應付薪金及福利	30,112	47,713
石油特別收益金	-	31,910
代扣代繳稅及其他應付稅	35,000	71,409
處置子公司所收押金	-	46,400
應付結算可認購子公司股份購股權款項	-	50,971
其他應付款項	164,803	109,477
	<u>364,273</u>	<u>488,191</u>
減：非流動部分之		
— 資產棄置義務	(41,160)	(54,684)
— 代扣代繳稅	(32,892)	(28,611)
— 其他應付款項	(8,288)	(58,055)
	<u>(82,340)</u>	<u>(141,350)</u>
流動	<u>281,933</u>	<u>346,841</u>

準備、預提及其他負債的公允價值與其賬面金額相近。

14. 借款

(i) 借款概要

	於十二月三十一日	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
非流動		
— 優先票據(附註)	4,424,247	4,169,243
— 無抵押銀行貸款	—	5,635
	<u>4,424,247</u>	<u>4,174,878</u>
流動		
— 抵押銀行貸款	529,872	122,380
— 無抵押銀行貸款	—	217,075
	<u>529,872</u>	<u>339,455</u>
	<u>4,954,119</u>	<u>4,514,333</u>

附註：

	票面利率	到期日	於十二月三十一日	
			二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
2018票據	6.875%	二零一八年二月六日	1,266,562	1,190,967
2019票據	7.5%	二零一九年四月二十五日	3,157,685	2,978,276
			<u>4,424,247</u>	<u>4,169,243</u>

本公司於二零一三年二月六日發行於二零一八年到期200百萬美元優先票據(以下簡稱「2018票據」)。此2018票據負擔票面利率為每年6.875厘，每半年於每年二月六日及八月六日後付。經扣除首次發行折讓、費用、佣金及有關發行時其他應付支出後，此次發售的所得款項淨額為195百萬美元(折合人民幣約1,222百萬元)。本公司將所得款項淨額的大部分用於償還子公司MIE結欠民生銀行的全部負債，結余部分用於資本支出、營運資金及一般企業用途。

本公司於二零一四年四月二十五日發行於二零一九年四月到期500百萬美元(等價於人民幣3,076.4百萬元)優先票據(以下簡稱「2019票據」)。此2019票據負擔票面利率為每年7.50厘，每半年於每年四月二十五日及十月二十五日後付。經扣除首次發行折讓、費用、佣金及有關發行時其他應付支出後，此次發售的所得款項淨額約為485.0百萬美元(等價人民幣約2,986.1百萬元)。本公司將所得款項淨額用於(i)全額贖回本公司於二零一一年五月十二日發行之二零一六年到期400百萬美元(等價人民幣約2,461.1百萬元)9.75厘優先票據及支付相關贖回費用，包括19.5百萬美元(等價於人民幣120.2百萬元)贖回溢價；及(ii)餘下款項用作資本支出、營運資金及一般企業用途。

2018票據及2019票據(統稱為「優先票據」)是本公司的一般負債，在受償權利上優先於本公司及其子公司已明確表示為從屬於該優先票據的任何現有及未來責任。

優先票據及若干附屬公司擔保人提供的擔保將限制本公司及其若干子公司在產生額外的債務、發行優先股以及投資等方面的能力(惟須符合若干資格及例外情況除外)。

於二零一六年二月六日及二零一七年四月二十五日或之後任何時間，本公司可自行選擇按相等於下文所載本金額百分比的贖回價另加截至贖回日期的應計及未付利息(倘分別於下文所載任何年度二月六日和四月二十五開始的十二個月期間贖回)贖回全部或部分2018票據及2019票據。

贖回價格

2018票據：

二零一六年	103.4375%
二零一七年	101.71875%

2019票據：

二零一七年	103.750%
二零一八年	101.875%

本公司可分別於二零一六年二月六日及二零一七年四月二十五前任何時間，選擇按相等於2018票據及2019票據本金額100%的贖回價另加截至贖回日期的適用溢價以及應計及未付利息，須贖回全部而非部分2018票據及2019票據。

此外，於二零一六年二月六日前，本公司可使用在一次股份發售中一次或多次出售普通股所取得的現金淨額，以票面本金總額的106.875%，加上截至但不包括贖回日期的應計未付利息(如有)之總和作為贖回價格，贖回不超過2018票據本金總額35%的部分。該贖回行為的前提條件是，每次進行贖回後，仍有至少相當於首次發行日期已發行2018票據本金總額65%的部分尚未贖回，且贖回行為須於相關股份發售結束後60日內發生。

於二零一七年四月二十五日前，本公司可使用在一次股份發售中一次或多次出售普通股所取得的現金淨額，以票面本金總額的107.50%，加上截至贖回日期的應計未付利息之總和作為贖回價格，贖回不超過2019票據本金總額35%的部分。該贖回行為的前提條件是，每次進行贖回後，仍有至少相當於首次發行日期已發行2019票據本金總額65%的部分尚未贖回，且贖回行為須於相關股份發售結束後60日內發生。

優先票據均已在新加坡證券交易所有限公司上市。

(ii) 借款的實際利率列示如下：

	銀行借款	優先票據	總計
實際利率：			
於二零一五年十二月三十一日	1.5% to 7.5%	8.47% to 8.79%	1.50% to 8.79%
於二零一四年十二月三十一日	<u>6.77% to 8.00%</u>	<u>8.14% to 8.55%</u>	<u>6.77% to 8.55%</u>
估計公允價值：			
於二零一五年十二月三十一日	529,872	2,061,718	2,591,590
於二零一四年十二月三十一日	<u>345,090</u>	<u>3,408,283</u>	<u>3,753,373</u>

優先票據的公允價值是基於其在新加坡證券交易所的收盤報價而定，並歸屬於公允價值第一層級；而銀行借款的公允價值是基於借款利率1.5%–8.79%（二零一四年：6.77%–8.55%）而定，並歸屬於公允價值第二層級。

(iii) 本集團按照浮動利率計算的借款所面臨的基於倫敦銀行同業拆借利率和中國人民銀行於二零一五年十二月三十一日公布之基準利率的合同利率變動風險如下：

	於十二月三十一日	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
少於一年	-	217,075
一至兩年	-	2,910
兩至五年	-	<u>2,725</u>
	<u>-</u>	<u>222,710</u>

優先票據的票面利率固定，且不隨利率波動而變動。

(iv) 所有借款賬面金額以如下貨幣為單位：

	於十二月三十一日	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
人民幣	96,100	8,545
美元	<u>4,858,019</u>	<u>4,505,788</u>
	<u>4,954,119</u>	<u>4,514,333</u>

(v) 本集團擁有如下列示的未提取銀行授信額度：

	於十二月三十一日	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
浮動利率		
— 一年內到期	290,000	290,000
— 一年以上到期	-	-
固定利率		
— 一年內到期	143,900	220,025
— 一年以上到期	-	-
	<u>433,900</u>	<u>510,025</u>

15. 經營活動產生的現金

	於十二月三十一日	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
除所得稅前(虧損)/利潤	(1,704,521)	236,712
調整：		
折舊、折耗及攤銷	596,893	928,447
淨利息支出(附註7)	393,864	514,122
匯兌利得(附註7)	(85,785)	(32,796)
減值損失	724,032	154,570
持有待售的處置組重新估值產生的損失(附註6)	328,541	-
處置子公司利得(附註6)	-	(259,389)
可供出售金融資產公允價值變動收益	-	(11,314)
石油套期期權的公允價值利得	-	(19,564)
清理債務利得(附註6)	(29,387)	-
購股權計劃下僱員服務成本	22,515	12,315
享有按權益法入賬的投資的虧損份額	26,627	55,432
計提壞賬準備(附註6)	86,673	-
營運資金變動：		
存貨	(123)	(2,478)
應收及其他應收款	344,686	226,175
應付及其他應付款	(29,518)	(140,530)
經營產生的現金	<u>674,497</u>	<u>1,661,702</u>
經營活動產生的現金流量		
經營產生的現金	674,497	1,661,702
已付利息	(337,903)	(326,022)
已付所得稅	(10,522)	(155,257)
經營活動產生的現金淨額	<u>326,072</u>	<u>1,180,423</u>

16. 承諾事項及或有負債

(a) 承諾

(i) 購買不動產、工廠及設備之資本性承諾事項

	於十二月三十一日	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
董事會已批准但未簽約	598,993	409,072
已簽約但未撥備	31,377	236,400
	<u>630,370</u>	<u>645,472</u>

(ii) 經營租賃承諾

本集團因經營租賃辦公室而擁有不可撤銷的經營租約承諾。經營租賃項下的未來最低租賃付款額列示如下：

	於十二月三十一日	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
少於一年	10,662	13,195
一至兩年	7,680	5,733
二至五年	7,373	693
五年以上	52	-
	<u>25,767</u>	<u>19,621</u>

(iii) 根據哈薩克斯坦四個區塊的生產合同，本集團必須在合同期限內執行最低工作計劃列示如下：

	於十二月三十一日	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
少於一年	571,278	578,409
一至兩年	525,628	538,322
二至五年	1,446,634	1,419,575
五年以上	4,791,292	4,953,807
	<u>7,334,832</u>	<u>7,490,113</u>

該最低工作量計劃中包含截至二零三六年生產合同終止日內發生的資本性支出人民幣1,915百萬元(二零一四年：人民幣2,022百萬元)。其他承諾支出主要是油氣井及相關設施的運行和維護成本。

(iv) 本集團承諾，根據本集團的合營企業中澳項目董事會批准的2016年度預算，如果中澳項目發出籌款要求，即提供19.9百萬美元(等價於人民幣129.2百萬元)的款項。

(b) 或有負債

於二零零零年八月二十八日，MIE與中石化訂立產品分成合同，以勘探及開發位於山東省勝利油田的羅家義64區塊。該項目已自二零零四年末起被擱置。二零零五年四月，MIE向中石化要求延長期限以重新啟動勝利油田項目。於二零零六年九月二十七日，MIE接獲中石化否決其重新啟動該項目要求的函件，且中石化以試驗開發階段延長期限已屆滿及MIE並未履行產品分成合同項下的投資承諾為由，要求終止產品分成合同。MIE認為於勝利油田項目中的投資已符合產品分成合同的所規定的承諾金額。與中石化的產品分成合同並未正式終止，且該爭端並未進入任何司法程序。根據本公司所獲外部法律顧問建議，中石化對試驗開發階段相關未完成投資承諾索賠(如有)的可能性較小，概因已超過訴訟時效。

除上述情況外，本集團在日常業務中時而會發生與索償或其他法律程序相關的或有負債。於二零一五年十二月三十一日，本公司董事預期除已於財務報表中撥備外，不存在任何或有負債將構成重大負債的事項。

管理層討論及分析

業務回顧及前景

概覽

歐佩克原油生產商、美國頁岩油和非歐佩克供應商之間進行產量角逐而產生的全球範圍內史無前例的供過於求，驅使油價自二零一四年起進入了第二年大幅下滑。原油價格的急劇下降和波動性危及全球，促進了政府支出和民間投資的轉型。

儘管環境充滿挑戰，我們仍樂見於我們在加強管理和控制成本上取得的成就，以及執行二零一五年工作計劃中表現出的適應力。尤其是，我們中國項目的採油成本降低了10.6%至9.49美元／桶，位於哈薩克斯坦的Emir-Oil降低了24.6%至3.66美元／桶。我們位於中國山西省的中澳項目，直井鑽井成本也下降了約10%。在管理費用方面，集團總人數從二零一四年底的約2,100人減少至二零一五年底的約1,700人。

基於獨立技術顧問對於二零一五年底油氣儲量及資源量所做的評估，盡管在低迷油價的環境下，本集團儲量得到增長，2P油氣儲量為2.322億桶當量，相比二零一四年底增長了6%。2P油氣儲量總量的增長很大程度上得益於中澳項目所獲得的天然氣儲量增長，該項目於二零一五年成功進行的鑽井和測井計劃使得2P天然氣儲量增長了23%至5,740億立方英尺(163億立方米)。

中澳和Emir-Oil在勘探鑽井方面的成績帶來了巨大的儲量增長。中澳項目臨興東區塊的三個勘探井中發現了新的天然氣儲量，臨興項目已發現資源區域擴大了40平方公裡(增長7%)至613平方公裡，為集團在中澳項目的淨2P天然氣儲量增加了約330億立方英尺。基於桶當量基礎計算，歸屬於集團的中澳項淨2P天然氣儲量為9,570萬桶當量，大概相當於Emir-Oil的2P油儲量(9,620萬桶)，並且相當於大安和莫里青2P油儲量(2,440萬桶)的四倍。另外，Emir-Oil在哈薩克斯坦的勘探也取得了重要成就，North Kariman-1井在其初始測試日產原油為1,520桶。North Kariman的成功發現不但使得North Kariman區塊2P儲量大約增長55%，也使得Emir-Oil總2P儲量與二零一四年年底持平。

二零一五年本集團合計完成鑽井23口(含中澳項目的20口)，完鑽井數量較之我們二零一五年度的指引有所減少，其原因在於集團策略性地調減了本開支及中澳項目推遲一部分的工作計劃。二零一五年度，本集團的作業井數為2,772口，其中2,719口井位於中國，48口井位於哈薩克斯坦，5口井位於美國。

以下是本集團二零一五年全年的關鍵運營數據：

	2015年	2014年	變化比例	2015年指引
日均油氣總作業產量 ¹ (桶當量/天)	21,047	27,418	(23.2)%	
日均油氣淨產量 ^{1,4} (桶當量/天)	11,153	16,341	(31.7)%	
日均原油淨產量(桶/天)	10,153	15,326	(33.8)%	9,800–11,100
日均天然氣淨產量 ⁴ (千立方英尺/天)	6,002	6,090	(1.5)%	5,100
平均實現原油價格(美元/桶)	45.79	86.15	(46.8)%	
平均實現天然氣價格 ⁴ (美元/千立方英尺)	1.03	1.27	(19.0)%	
中澳項目日均淨產量 ⁵ (千立方英尺/天)	1,491	117	1,175.2%	
總鑽井數(口)	<u>23</u>	<u>193</u>	<u>(88.1)%</u>	<u>32</u>

說明：

- (1) 此處桶當量基於6千標準立方英尺天然氣=1桶原油的換算比例進行計算，僅供參考為目的
- (2) 總產量=由本集團擔任作業者的各項目的總產量
- (3) 淨產量=本集團在各項目中的擁有的淨收益產量
- (4) 數據不包括中澳項目
- (5) 數據不包括三交北項目

以下是本集團二零一五年度發生的勘探、開發及生產支出的匯總數據：

(人民幣百萬元)	勘探支出	開發支出	生產成本
中國	125	32	145
— 原油項目(大安、莫里青)	—	32	116
— 天然氣項目(臨興、三交北)	125	—	29
哈薩克斯坦(Emir-Oil)	39	310	49
美國(Condor)	—	4	5
合計	<u>164</u>	<u>346</u>	<u>199</u>

分區域業務運營回顧

• 中國業務區

(1) 原油項目(吉林省：大安、莫里青)

二零一五年，我們位於中國的大安、莫里青兩個原油項目總的作業產量較之二零一四年同期減少15.4%至15,942桶／天(二零一四年同期不包括泛華能源有限公司(「泛華」)及廟三能源公司(「廟三」)的產量)。主要由於公司縮減資本開支，歸屬於本集團的份額原油產量減少24.5%至6,687桶／天(二零一四年同期不包括泛華及廟三的產量)。隨著全球原油價格的下跌，中國項目二零一五年平均實現油價較之二零一四年同期的97.31美元／桶下降52.1%至46.65美元／桶。

中國項目在二零一五年沒有鑽取任何新井。油井轉注水井及地面工程部分所發生的淨資本開支為5百萬美元。

由於燃料費、動力費、運輸費、井下作業費等的下降以及更高運營效率和維護修理計劃調整，大安和莫里青項目的直接採油成本從二零一四年的10.62美元／桶下降了1.13美元／桶，或者10.6%至二零一五年的9.49美元／桶。

中國原油項目的EBITDA從二零一四年的65.70美元／桶下降了34.04美元／桶，或者51.8%至二零一五年的31.66美元／桶。EBITDA下降的主要原因在於平均實現油價的下降，但石油特別收益金以及直接採油成本的下降部分抵銷了油價的下跌。

(2) 天然氣項目(山西省：臨興、三交北)

二零一五年，中澳在試氣、規模化生產、售氣、中國標準儲量報告以及總體開發方案的編製等重要事項上均取得了令人滿意的進展。

中澳於二零一五年的試氣繼續保持顯著成效。最值得一提的試氣結果來自臨興西的直井TB-27，該井位於該區塊東北部，在未進行壓裂的以及壓力在630 psi(或4.2兆帕)的情況下，其獲得了日產氣180萬立方英尺／天(或50,940立方米／天)的良好效果。這代表著中澳項目區內非改造油氣藏取得的第二高產量。試氣效果的明顯提高揭示了臨興和三交北項目所具有的巨大潛力，同時也說明了中澳能夠很好地將壓裂、完井等技術快速應用到氣井水平井及直井的操作上。

二零一五年中澳合計完成鑽井20口，其中臨興區塊鑽井17口(包括2口水平井，TB-3H和TB-4H)，三交北區塊鑽井3口，自二零一二年七月份本集團完成中澳51%的股權收購以來，兩個區塊累計鑽井數量已增至99口。中澳所發生的由本集團承擔的淨資本開支為2,200萬美元。尤其值得一提的是中澳水平井所取得的成效。水平井TB-3H擁有橫截面1,051米，其鑽井記錄顯示出巨大發展潛力；水平井TB-4H擁有橫截面1,184米，與TB-3H毗鄰。此外，鑽井速率的改善及較低的鑽機費用促使二零一五年平均鑽井成本與二零一四年相比降低約10%。因此，二零一五年勘探井和垂直開發井的平均成本降低約10萬美元，分別為90萬美元和110萬美元。

在試生產和售氣方面，中澳臨興集氣站於二零一五年十月份正式投入運營，為項目產量的快速上升提供了空間。截至二零一五年年末，臨興集氣站共連接鑽井14口。其中在產井數為10口，其產氣量約為700萬立方英尺/天(約20萬立方米/天)。另外，隨著國家發改委發布關於降低城市用氣價格的通知，中澳簽署了兩份具有吸引力的二零一六年度售氣合同。三交北區塊與新的買家，山西臨縣國新燃氣有限公司，按人民幣1.63元/立方米(約7.10美元/千立方英尺)的試氣價格達成協議。臨興區塊也與山西國化能源有限責任公司按人民幣1.615元/立方米(約7.04美元/千立方英尺)的試氣價格達成協議。

三交北區塊的中國標準儲量報告已經提交至中石油煤層氣有限責任公司(「中石油煤層氣」)進行技術審閱，預計於二零一六年年中期獲得批准；臨興西區塊的中國標準儲量報告預計將於二零一六年底獲得批准。中澳在二零一五年也完成了三交北項目總體開發方案的地質和氣藏工程部分。

綜上所述，中澳在鑽井和試氣方面取得的成績將為項目儲量帶來進一步增長。在獨立技術顧問完成的二零一五年年末臨興和三交北區塊儲量及資源量評估中，歸屬於本集團的1P儲量增長3%至3,760億立方英尺(或106億立方米)，2P儲量增長23%至5,740億立方英尺(163億立方米)。此外，二零一五年末的儲量評估也能反映出，基於10%貼現率進行計算，本集團於其2P天然氣儲量的淨現值已接近13億美元。在當前國際油價低迷的環境下，中國對於天然氣的需求依然高漲，氣價也維持在高位，中澳目前的售氣價格在人民幣1.615元至1.63元/立方米(7.04美元到7.10美元/千立方英尺)。中澳在大約3,000平方公里的範圍內擁有約15,210億立方英尺(約合431億立方米)的淨或有及遠景資源量，其增長潛力巨大。

此外，中澳最近正式獲得臨興項目自二零一四年十二月開始的天然氣銷售收入，這對於本集團二零一六年及以後在該項目上的資本開支具有一定意義。同時，關於三交北區塊，與中石油煤層氣就一份類似的售氣協議進行的磋商也在順利進行中。因此，我們預期中澳將迎來產量及利潤的強勁增長。

- **哈薩克斯坦業務(Emir-Oil)**

由於在全球油價低迷時期採取了關閉低效井的策略，Emir-Oil的平均原油日產量從二零一四年的5,201桶／天下降了34.4%，至二零一五年的3,412桶／天。二零一五年Emir-Oil平均實現油價為43.95美元／桶，比二零一四年的63.34美元／桶下降了30.6%。二零一五年平均實現出口油價(已扣除出口銷售和運輸佣金(「佣金」)5.56美元／桶)和國內油價分別為48.41美元／桶和12.02美元／桶，二零一四年實現油價分別為70.63美元／桶(出口)和39.68美元／桶(國內)。二零一五年平均實現油價下跌的主要原因為出口和國內實現油價較低，但外／內銷比例由二零一四年的76：24變成二零一五年的88：12部分抵銷了油價的下降。

截至二零一五年十二月三十一日，Emir-Oil項目總作業井數為48口，其中在產井16口。二零一五年度，Emir-Oil完鑽了3口自二零一四年開鑽的井，包括2口開發井及1口勘探井。二零一五年度，Emir-Oil發生的資本開支約為5,600萬美元，主要源自油氣處理站的建設。截至二零一五年底，本集團共投入4,600萬美元用於油氣處理站。鑒於目前持續挑戰的操作環境，價值約3,300萬美元的石油天然氣管道輔助設備和外部基礎工作將進一步推遲至二零一六年後，預計Emir-Oil油氣處理站建設將於二零一六年第四季度完工。

在勘探方面，North Kariman區塊鑽探的第二口勘探井North Kariman-1於二零一五年九月底開始測試，前82個小時內就產出830立方米原油(約合1,520桶／天)，成為繼North Kariman-2井之後集團獲得的又一高產井。North Kariman-1和North Kariman-2井的成功發現進一步提高了Emir-Oil的儲量基礎，更重要的是，North Kariman區塊納入Kariman生產許可因此而更加切實可行，有利於Kariman – North Kariman地區於整體持續累積的基礎上進一步儲量升級。

為了提高經營利潤率(尤其是在當前的低油價環境下)，Emir-Oil與其在哈薩克斯坦出口原油的買家Euro-Asian Oil SA(以前稱Titan Oil)簽署了一份新的銷售協議，於二零一六年一月生效。根據原協議，基準價格按照烏拉爾油價(RCMB)計算，Emir-Oil支付的佣金約5美元/桶。根據新的銷售協議，基準價格為布倫特油價(ICE)，佣金約8美元/桶。銷售費用的預期降低將抵銷佣金的增長。因此，與原出口銷售協議相比，二零一六年與Euro-Asian Oil的新銷售協議預計將帶來約2-3美元/桶的合計淨收益。

Emir-Oil的直接採油成本從二零一四年的4.85美元/桶下降了1.19美元/桶(或24.6%)至二零一五年的3.66美元/桶。採油成本的下降主要歸功於高產井的運行，管理成本的削減，銷售路徑的變更，堅戈貨幣貶值以及操作效率提高。

Emir-Oil原油出口銷售的EBITDA從二零一四年的16.41美元/桶減少14.41美元/桶(或87.8%)，降至二零一五年的2.00美元/桶。Emir-Oil國內原油銷售的EBITDA從二零一四年的19.04美元/桶減少24.32美元/桶(或127.8%)，降至二零一五年的(5.29)美元/桶。Emir-Oil的加權平均EBITDA從二零一四年的17.03美元/桶減少16.49美元/桶(或96.8%)，降至二零一五年的0.54美元/桶。每桶EBITDA的降低主要是由於平均實現油價的降低。

- **美國業務(Condor)**

於二零一五年，本公司在美國Niobrara項目沒有新的鑽井活動，目前本公司通過附屬公司Condor Energy Technology LLC在美國Niobrara項目共操作5口水平井。二零一五年Niobrara項目的日均原油和天然氣作業產量分別為71桶/天和136千立方英尺/天，淨產量分別為54桶/天和109千立方英尺/天，平均實現油價和氣價分別為40.68美元/桶和2.61美元/千立方英尺。

儲量及資源量回顧

根據獨立技術顧問評估，本集團二零一五年末油氣儲量及資源量評估的要點如下：

1. 與二零一四年末相比，本集團於二零一五年末折合成桶油當量的淨1P石油及天然氣儲量略微減少3%至1.139億桶當量，淨2P石油及天然氣儲量增長6%至2.322億桶當量，淨3P石油及天然氣儲量增長7%至3.111億桶當量。
2. 天然氣在本集團儲量中的比重繼續增加。本集團的2P及3P儲量中石油和天然氣的比重則大致相近。基於桶油當量的標準計算，於二零一五年末，本集團之1P、2P及3P儲量中，石油所佔的比例分別為40%、52%及52%。得益於中澳項目於中國鄂爾多斯盆地氣田成功的鑽井活動，天然氣在本集團儲量中的比重顯著增加。與二零一五年末相比，基於桶油當量的標準計算，本集團1P、2P及3P儲量中天然氣的比重分別增加2%、5%及7%。雖然目前油價處於較低的水平，但是中國對天然氣的需求和氣價都位於較高水平。集團也非常樂於見到集團儲量中中國天然氣儲量的強勁增長。
3. 於二零一五年末，本集團淨的1P、2P及3P天然氣儲量分別為4,121億立方英尺(約合117億立方米)，6,673億立方英尺(約合189億立方米)及9,039億立方英尺(約合256億立方米)，折合桶油當量分別為6,870萬桶，1.112億桶及1.507億桶。較之二零一四年末，本集團淨的1P、2P及3P天然氣儲量分別增加38億立方英尺(約合1億立方米)、1,034億立方英尺(約合29億立方米)及1,922億立方英尺(約合54億立方米)，對應的增長比例分別為1%、18%及27%。歸屬於本集團的淨1P、2P及3P天然氣儲量較之二零一四年末分別增加117億立方英尺(約合3億立方米)、1,076億立方英尺(約合30億立方米)及2,020億立方英尺(約合57億立方米)，以上增長主要來自於位於鄂爾多斯盆地的中澳項目。
4. 根據獨立技術顧問評估的結果，若按照10%貼現率進行計算，本集團於二零一五年末油氣淨2P儲量的稅前淨現值約為30億美元，較之二零一四年末的40億美元降低25%。鑒於全球大宗商品價格的下降，集團儲量的稅前淨現值下降並不意外。此外，集團在目前低油價環境下增加淨石油及天然氣2P儲量的能力，也減少了儲量稅前淨現值下降的金額。

以下是確定二零一四年末及二零一五年末儲量及資源量所用的價格：

區域	盆地	2014年底	2015年底
中國—戈壁/利雅得	松遼/佳伊	固定價格，原油96.05美元/桶(2014年平均價)，天然氣價13.25美元/千立方英尺，無上升，	按加拿大石油諮詢公司Sproule及McDaniel and Associates Consultants Ltd 2016年1月公布的WTI原油上漲價格預期的平均價格(2016年油價為45美元/桶，之後每年上漲)。平均價格預測適用大慶和WTI原油之間2.55美元/桶的價差
中國—中澳	鄂爾多斯	低、中、高天然氣價分別為8.30美元/千立方英尺、9.76美元/千立方英尺、11.23美元/千立方英尺(相當於每立方米1.76元人民幣、2.11元人民幣、2.43元人民幣)，按年升3.75%	低、中、高天然氣價分別為5.22美元/千立方英尺、7.16美元/千立方英尺、9.80美元/千立方英尺(相當於每立方米1.19元人民幣、1.63元人民幣、2.23元人民幣)，按年升3.75%
哈薩克斯坦—Emir-Oil	Mangistau	2014年平均價，固定價格，無上升，出口原油價格為80.10美元/桶(布倫特現貨價格101.21美元/桶減營銷及運輸折扣21.11美元/桶)，內銷原油價格為39.06美元/桶，不含增值稅，天然氣價格為1.35美元/千立方英尺	外銷原油價格按加拿大石油諮詢公司Sproule及McDaniel and Associates Consultants Ltd 2016年1月公布的布倫特原油上漲價格預期的平均價格(2016年油價為46.25美元/桶，之後每年上漲)。內銷原油價格按2014和2015年內銷原油和布倫特原油的價格關係及趨勢。內銷氣價按2015年實際銷售價格扣除增值稅(0.85美元/千立方英尺)
美國—Condor	Niobrara	固定價格，原油82.68美元/桶，天然氣價6.47美元/千立方英尺(2014年實現價)	按加拿大石油諮詢公司Sproule及McDaniel and Associates Consultants Ltd 2016年1月公布的WTI原油上漲價格預期的平均價格(2016年油價為45美元/桶，之後每年上漲)。通過檢查Condor目前原油和天然氣銷售協議，並比較歷史的實際價格，確定適當的原油和天然氣價格抵銷

截至二零一五年底，基於桶油當量的標準計算，2P油氣儲量與二零一四年底相比增長了6%，我們認為這不啻於本集團一項重大成就。儘管在全球低油價環境下，資本支出和開發方案相應縮減，但我們有能力提升2P儲量這一事實足以證明我們資產的質量，以及本集團在提高儲量／資源方面的技術能力。尤為引人矚目的是，儘管開發方案被大幅度縮減，我們在中澳項目中仍獲得了2P天然氣儲量23%的增長，在Emir-Oil中2P原油儲量保持穩定。

二零一六年指引

以下是本集團二零一六年度初步的指引，我們會適時地根據國際油價的變化調整我們的工作計劃。我們相信保持這樣的靈活度對於保障本集團的安全平穩運營及盈利能力非常重要。

	總鑽井數量	投資淨額 (百萬美元)	淨產量	註釋
中國油項目(大安、莫里青)	-	\$5	5,600-6,300桶/天	包括油水井大修、壓裂、地面工程、設備購置及軟件等
中國氣項目(中澳項目的現金供款)	21	\$20	5,000千立方英尺/天 ⁽¹⁾	基於2016年中澳董事會批准總資本開支預算4,500萬美元
哈薩克斯坦(Emir-Oil)	2	\$30	3,600-4,200桶/天 6,000-7,000千立方英尺/天	含油氣處理站最後約1400萬美元的資本開支及2口開發井
美國(Condor)	-	-	40桶/天100千立方英尺/天	
集團總計	23	\$55	9,240-10,540桶/天 11,100-12,100千立方英尺/天	

註1：淨產量指引只包括臨興產量數字

經營業績

收益

本集團收益主要來自於銷售石油和天然氣產品及提供勞務服務。

本集團的油氣銷售收益，由二零一四年度人民幣29.70億元減少人民幣19.46億元或65.5%至二零一五年度人民幣10.24億元。

該減少主要是由於原油價格較上一年度同期大幅降低以及集團整體銷量的降低。另外，二零一五年集團收入並沒有包含泛華和廟三這兩個子公司，在二零一四年下半年將這兩個子公司處置，該兩個子公司二零一四年累計收入2.665億元。二零一五年度已實現平均油價為每桶45.79美元，較之於二零一四年度則為每桶86.15美元。於二零一五年度原油銷量為355萬桶，較之於二零一四年度原油銷量則為558萬桶。

二零一五年度本集團來自於提供勞務服務的收益為人民幣870萬元。

- **中國**

二零一五年度，我們的中國油田實現收益人民幣7.071億元。二零一五度已實現平均油價為每桶46.65美元，較之於二零一四年度為每桶97.89美元。以及二零一五年度，我們的銷量為244萬桶，較之於二零一四年度為366萬桶。

- **哈薩克斯坦**

二零一五年度，Emir-Oil實現銷售收益人民幣3.105億元，而二零一四年度，Emir-Oil實現銷售收益人民幣7.463億元。該等下降主要是因為已實現平均油價和銷量的下降。

- (a) **原油銷售**

Emir-Oil的石油銷量從二零一四年度的1,883,235桶(包括出口銷售的1,439,846桶及哈國國內銷售的443,389桶)減少至二零一五年度的1,089,285桶(包括出口銷售的955,750桶及哈國國內銷售的133,535桶)。

二零一五年度，來自出口銷售的已實現平均油價(扣除每桶5.56美元的佣金後)為每桶48.41美元，來自哈國國內銷售的已實現平均油價則為每桶12.02美元。二零一四年度，來自出口銷售的已實現平均油價(扣除每桶20.98美元的佣金後)為每桶70.63美元，來自哈國國內銷售的已實現平均油價則為每桶39.68美元。從二零一五年二月份開始Emir-Oil改變了外銷原油的銷售路徑，此外根據新的銷售路徑下的協定直接支付給Euro-Asia Oil SA公司的出口銷售佣金從去年同期的20.98美元/桶下降到5.56美元/桶，但同時在新的協議下，部分由額外的銷售費用平均7.8美元/桶所抵銷。

(b) 天然氣銷售

二零一五年度，Emir-Oil實現天然氣銷售收益人民幣1,180萬元，已實現天然氣價格為每千標準立方英尺0.95美元，天然氣銷售量為2,001,150千標準立方英尺。二零一四年度Emir-Oil實現天然氣銷售收益人民幣1,360萬元，已實現天然氣價格為每千標準立方英尺1.14美元，天然氣銷售量為1,954,375千標準立方英尺。

• 美國

二零一五年度美國油田實現石油銷售收益人民幣510萬元，已實現平均油價為每桶40.68美元，銷量為20,085桶。二零一四年度，美國油田實現石油銷售收益人民幣1,700萬元，已實現平均油價為每桶83.11美元，銷量為33,272桶。

二零一五年度我們的美國業務實現天然氣銷售收益人民幣30萬元，已實現天然氣價格為每千標準立方英尺2.61美元，天然氣銷售量為20,214千標準立方英尺。二零一四年度美國業務實現天然氣銷售收益人民幣240萬元，已實現天然氣價格為每千標準立方英尺6.44美元，天然氣銷售量為59,961千標準立方英尺。

折舊、折耗及攤銷

本集團的折舊、折耗及攤銷由二零一四年度為人民幣9.284億元減少人民幣3.315億元或35.74%至二零一五年度為人民幣5.969億元。折舊、折耗及攤銷增加主要由於：(i)二零一五年銷量和產量的減少；(ii)本期處置了兩個子公司(泛華和廟三)，這兩個子公司於二零一四年下半年處置，二零一四年折舊、折耗及攤銷為人民幣6,480萬元；及(iii)利雅得能源公司(「利雅得能源」)相關的資產和負債在二零一五年六月三十日重分類為持有待售後，油氣資產、廠房、設備以及無形資產在二零一五年下半年沒有計提折舊、折耗及攤銷費用。

稅項(所得稅除外)

本集團的稅項(所得稅除外)由二零一四年度為人民幣6.951億元降低人民幣5.411億元或77.8%至二零一五年度的人民幣1.54億元。下表總結截至二零一四年十二月三十一日及二零一五年十二月三十一日的稅項(所得稅除外)：

	截止十二月三十一日	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
中國		
石油特別收益金	-	328,878
城市建設稅及教育附加費	3,849	12,110
其他	484	444
	4,333	341,432
哈薩克斯坦		
礦物開採稅	18,533	44,588
租金出口稅	35,302	176,536
出口關稅	56,703	87,328
財產稅	20,102	23,508
	130,640	331,960
美國		
代扣代繳稅	-	930
開採稅	217	534
總部		
代扣代繳稅	18,781	20,236
	153,971	695,092

- **中國**

中華人民共和國財政部發布通知修訂石油特別收益金徵稅的稅基從55美元／桶到65美元／桶，自二零一五年一月生效。由於二零一五年度實現油價沒有超過每桶65美元，沒有產生石油特別收益金。

- **哈薩克斯坦**

二零一五年Emir-Oil的稅項(所得稅除外)為人民幣1.306億元，相較於截至二零一四年的稅項(所得稅除外)人民幣3.32億元減少了人民幣2.014億元或60.7%。哈薩克斯坦業務稅項(所得稅除外)的減少主要由於：(i)可實現油價及銷量的下降導致租金出口稅及採礦稅的大幅減少；及(ii)租金出口關稅自二零一五年四月起由每公噸80美元下降為每公噸60美元。

以下所列示為哈薩克斯坦業務所需要繳納的各項稅：

租金出口稅

我們因出口石油而需繳付租金出口稅，稅金按原油實現價格計算。租金出口稅的範圍是：倘出口價低於每桶40美元，稅金為零；倘出口價高於每桶190美元，稅金不超過出口價的32%。

礦物開採稅

每年少於25萬噸產量的情況下，出口石油與國內石油分別按5%及2.5%徵收礦物開採稅。出口石油的礦物開採稅基於我們開採的石油桶數減去於哈薩克斯坦國內銷售的石油桶數與我們本身消耗的石油桶數所得數值與實現每桶油價的乘積徵收礦物開採稅。哈薩克斯坦國內銷售的石油基於在哈薩克斯坦國內銷售的石油桶數與120%的乘積徵收礦物開採稅。

出口關稅

我們因出口石油而須繳付出口關稅，二零一三年四月十四日之前，稅金按每公噸60美元計算乘以石油出口量計算。自二零一四年三月十二日起，此稅種增至每公噸80美元。自二零一五年四月起，此稅種再次降至每公噸60美元。

財產稅

我們須就獲授生產許可的石油及天然氣資產按1.5%的稅率就該等資產平均結餘繳付財產稅。

- **總部**

代扣代繳稅

代扣代繳稅指就公司間貸款利息應計提的代扣代繳稅。

員工薪酬成本

本集團的員工薪酬成本由二零一四年度的人民幣2.156億元降低人民幣4,120萬元或19.1%至二零一五年度的人民幣1.744億元。員工薪酬成本減少主要由於：(i) 集團在二零一五年員工總數減少；及(ii) 二零一五年度員工薪酬成本沒有包含泛華和廟三這兩個公司，該兩個子公司在二零一四年度的員工薪酬成本總計為人民幣2,080萬元。

採購，服務及其他費用

本集團的採購，服務及其他費用由二零一四年度的人民幣3.373億元降低人民幣1.676億元或49.7%至二零一五年度的人民幣1.697億元。採購，服務及其他費用的減少主要由於：(i) 二零一五年度產量和銷量的減少。(ii) 二零一四年下半年我們處置了兩個子公司(泛華和廟三)，該兩個子公司在二零一四年年度採購，服務及其他費用總計為人民幣4,870萬元。二零一五年度集團報告沒有包含這兩個公司。

銷售費用

本集團的銷售費用由二零一四年度的人民幣3,660萬元增加人民幣5,280萬元或144.3%至二零一五年度的人民幣8,940萬元。銷售費用的增幅主要由於哈薩克斯坦業務按新的銷售路徑導致的平均7.8美元／桶直接計入銷售費用。哈薩克斯坦銷售費用的增加部分被中國油田二零一五年度由於銷量減少而引起的銷售費用降低所抵銷。

管理費用

本集團的管理費用由二零一四年度的人民幣1.237億元減少人民幣8,200萬元或6.6%至二零一五年度的1.155億元。管理費用的降低主要由於：(i) 今年集團執行了嚴格的成本控制措施；及(ii) 二零一五年銷售及管理費用沒有包含泛華和廟三這兩個子公司，這兩個子公司在二零一四年年度管理費用總計為1,390萬元。以上減少部分由二零一五年收購Long Run Exploration Limited的交易成本2,190萬元抵銷。

減值損失

由於二零一五年油價大幅下跌，集團在中國區塊的長期資產(包括礦區勘探權)，哈薩克斯坦以及美國的作業權益分別錄得減值損失人民幣4.734億元，人民幣2.339億元以及人民幣1.67億元，使其帳面價值減至了相應以在用價值為基礎估計可回收金額。

其他(虧損)/收益

二零一五年度，本集團錄得其他收益人民幣3.787億元，二零一四年度之其他損失為人民幣3.02億元。二零一五年度的其他收益主要來自於：(i)計提壞賬損失人民幣8,670萬元；(ii)持有待售資產減值損失人民幣3.285億元。本公司二零一五年六月三十日批准處置利雅得能源，與利雅得能源相關的資產和負債列報為持有待售。二零一五年底利雅得能源相關的資產和負債按照初始劃分為持有待售的賬面價值與公允價值減去處置之費用兩者較低者重新計量列報。二零一四年度年其他收益主要包括：(i)出售廟三的收益人民幣5,220萬元及出售泛華的收益人民幣2.072億元；(ii)集團二零一四年產量原油套期期權已實現收益人民幣1,960萬元；(iii)泛華在大慶州13的權益收到的權益收入人民幣810萬元；及(iv)該權益的非現金重新估值收益人民幣360萬元。

淨財務收入/(成本)

本集團的財務收入由二零一四年度的人民幣1,850萬元增加人民幣200萬元或10.8%至二零一五年度的人民幣2,050萬元。

本集團的財務成本由二零一四年度的人民幣4.998億元減少人民幣1.712億元或34.3%至二零一五年度的人民幣3.286億元。該減少主要由於在二零一四年度某些一次性財務費用所導致：(i)本集團提前贖回二零一六年票據所產生的人民幣1.202億元溢價；及(ii)由於贖回二零一六年票據，將尚未攤銷費用人民幣3,520萬元計入財務成本。另外，由於堅戈貶值產生的淨匯兌收益有人民幣8,500萬元(二零一四年：人民幣3,200萬元)，部分由人民幣貶值抵銷。

共同控制實體虧損份額

本集團持有中澳51%的股權。該股權投資在本集團按照合營公司核算，應佔共同控制實體虧損從二零一四年度的人民幣5,540萬元降至二零一五年度的人民幣2,660萬元。此降幅主要由於中澳二零一五年度開始確認試行天然氣銷售收入從而使得對中澳投資損失減少。

除所得稅前損失

二零一五年度本集團的除所得稅前損失為人民幣17.045億元，相比較二零一四年度的除所得稅前利潤為人民幣2.367億元。該降幅乃主要由於上述綜合因素的累計影響。

所得稅費用

二零一五年度本集團的所得稅費用為人民幣1.792億元，相比二零一四年度的所得稅費用為人民幣2.142億元有所下降。該減少主要由於2015年度集團所得稅前虧損所致。二零一五年度的實際稅率為11%，而二零一四年度為90%。

淨溢利(或損失)

基於上述事項，二零一五年度我們的淨損失為人民幣15.253億元，相比二零一四年度的淨利潤為人民幣2,260萬元。

EBITDA及經調整EBITDA

我們已提供EBITDA及經調整EBITDA與年內二零一五年度利潤的調節，本期利潤為根據國際財務報告準則計算及呈列的最直接的可資比較財務表現。EBITDA指扣除財務收入、財務成本、所得稅及折舊、折耗及攤銷前盈利。經調整EBITDA指經調整以扣除非現金及非經常性項目，如股份薪酬支出、資產減值損失、壞賬損失計提、地質及地球物理開支、公司間貸款應計利息的代扣代繳稅、子公司應付賬款沖銷產生的收益以及其他非現金或非經常性收入／支出。

本集團經調整EBITDA反映本集團核心業務的經常性現金流盈利。

我們加載EBITDA及經調整EBITDA乃由於我們相信EBITDA為油氣行業常用的財務計量。我們相信EBITDA及經調整EBITDA乃由我們管理層、投資者、研究分析師、銀行及其他人士用作補充財務計量，以評估我們相較於業內其他公司的經營表現、現金流量及資本回報，以及我們進行融資的能力。然而，EBITDA及經調整EBITDA不可獨立於經營溢利或任何其他表現計量予以考慮，亦不可詮釋為經營溢利或任何其他表現計量的替代項目，或詮釋為我們經營表現或盈利能力的指標。EBITDA及經調整EBITDA並不計及稅項、財務收入、財務費用及其他非經營性現金開支。EBITDA及經調整EBITDA並無考慮可能導致我們須就任何目的而保留及分配資金的任何業務的功能或法定要求。

下表載列為EBITDA及經調整EBITDA於截至二零一五年十二月三十一日及二零一四年十二月三十一日止年度之淨溢利的對賬。

	截至十二月三十一日止年度	
	二零一五年 人民幣千元	二零一四年 人民幣千元
年內淨(損失)/溢利	(1,525,288)	22,549
所得稅開支	(179,233)	214,163
財務收入	(20,496)	(18,491)
財務費用	328,575	499,818
折舊，折耗及攤銷	596,893	928,447
EBITDA	(799,549)	1,646,486
股份酬金開支	22,515	12,315
資產減值損失	724,032	154,570
油氣資產、廠房和設備處置損失	3,885	–
石油套期期權虧損	–	(19,564)
應收及其他應收款壞賬損失	86,673	–
地質及地球物理開支		
— Emir-Oil	–	20,047
— 持有SGE股份部分	15,934	19,842
公司間貸款應計利息的代扣代繳稅	18,781	21,166
處置子公司收益	–	(259,389)
債券投資收益	(1,363)	–
持有待售的處置組重新估值產生的減值	328,541	–
清理債務利得	(29,387)	–
經調整EBITDA	370,062	1,595,473

本集團二零一五年度的EBITDA約人民幣(7.995)億元，相比二零一四年度的約人民幣16.465億元。二零一五年度的EBITDA的降低乃主要由於：(i)實現石油價格銷量的降低；(ii)油氣資產和無形資產減值損失；(iii)利雅得能源持有待售資產和負債減值損失；及(iv)二零一五年度不包括兩個子公司：廟三和泛華，二零一四年度該兩個公司的EBITDA全年為人民幣1.454億元。

本集團的經調整EBITDA由二零一四年度的約人民幣15.955億元降低約人民幣12.254億元或76.8%至二零一五年度的約人民幣3.701億元。經調整EBITDA降低亦主要由於實現石油價格和銷量的降低，以及二零一四年下半年處置該兩個子公司。

本集團按經營分部劃分的EBITDA及經調整EBITDA如下所示：

	二零一五年度				合計 人民幣千元
	中國 人民幣千元	哈薩克斯坦 人民幣千元	美國 人民幣千元	總部及 其他分部 人民幣千元	
年內淨溢利	(765,270)	(179,147)	4,693	(585,564)	(1,525,288)
所得稅開支	(121,261)	(58,115)	-	143	(179,233)
財務收入	(670)	(886)	(3,073)	(15,867)	(20,496)
財務費用	85,950	(112,809)	3,414	352,020	328,575
折舊，折耗及攤銷	460,984	130,325	5,127	457	596,893
EBITDA	<u>(340,267)</u>	<u>(220,632)</u>	<u>10,161</u>	<u>(248,811)</u>	<u>(799,549)</u>
股份酬金開支	5,388	417	-	16,710	22,515
資產減值損失	473,439	233,888	16,705	-	724,032
油氣資產、廠房及 設備處置損失	-	3,885	-	-	3,885
應收及其他應收款壞賬損失	18,926	2,226	-	65,521	86,673
地質及地球物理開支					
— Emir	-	-	-	-	-
— 持有中澳股份部分	-	-	-	15,934	15,934
公司間貸款應計利息					
的代扣代繳稅	1	-	-	18,780	18,781
債券投資收益	-	-	-	(1,363)	(1,363)
持有待售的處置組					
重新估值產生的減值	328,541	-	-	-	328,541
清理債務利得	-	-	(29,387)	-	(29,387)
經調整EBITDA	<u>486,028</u>	<u>19,784</u>	<u>(2,521)</u>	<u>(133,229)</u>	<u>370,062</u>

二零一四年度

	中國 人民幣千元	哈薩克斯坦 人民幣千元	美國 人民幣千元	總部及 其他分部 人民幣千元	合計 人民幣千元
年內淨溢利	721,702	103,149	(149,422)	(652,880)	22,549
所得稅開支	169,734	44,260	–	169	214,163
財務收入	(453)	(1,629)	(3,792)	(12,617)	(18,491)
財務費用	20,347	(32,704)	1,771	510,404	499,818
折舊，折耗及攤銷	806,894	97,527	23,548	478	928,447
EBITDA	1,718,224	210,603	(127,895)	(154,446)	1,646,486
股份酬金開支	13,428	752	–	(1,865)	12,315
資產減值損失	29,282	–	125,288	–	154,570
石油套期期權虧損／(收益)	–	–	–	(19,564)	(19,564)
地質及地球物理開支					
— Emir	–	20,047	–	–	20,047
— 持有SGE股份部分	–	–	–	19,842	19,842
公司間貸款應計					
— 利息的代扣代繳稅	–	–	930	20,236	21,166
處置子公司利得	(259,389)	–	–	–	(259,389)
經調整EBITDA	1,501,545	231,402	(1,677)	(135,797)	1,595,473

流動資金及資本資源

概覽

本集團二零一五年的主要現金來源為經營活動產生的現金流量及融資活動產生的現金流量。

於二零一五年，本公司經營活動所得現金淨額為人民幣3.261億元，投資活動所用的現金淨額為人民幣11.244億元，融資活動所得現金淨額為人民幣2.98億，現金及現金等價物的外匯收益為人民幣1,410萬元，以及現金及現金等價物淨減少人民幣5.004億元。

經營活動所得現金

截至二零一五年十二月三十一日止年度，經營活動所得現金淨額為人民幣3.261億元。截至二零一五年十二月三十一日止年度，本公司經營活動所得現金淨額包括經調整折舊、折耗及攤銷人民幣5.969億元的除所得稅前虧損人民幣17.045億元、淨利息開支人民幣3.939億元、減值損失人民幣7.24億元、重新計量處置組重分類為持有待售損失人民幣3.285億元、壞賬損失8,670萬元、員工購股權開支人民幣2,250萬元、合營企業的投資損失人民幣2,660萬元，清理債務利得人民幣2,940萬元的收益及外匯收益人民幣8,580萬元抵銷。營運資金變動包括應付及其他應付款項減少人民幣2,950萬元、應收及其他應收款項減少人民幣3.447億元、存貨減少人民幣10萬元、已付利息人民幣3.379億元及已付所得稅人民幣1,050萬元。

截至二零一四年十二月三十一日止年度，經營活動所得現金淨額為人民幣11.804億元。截至二零一四年十二月三十一日止年度，本公司經營活動所得現金淨額包括經調整折舊、折耗及攤銷人民幣9.284億元、淨利息開支人民幣5.141億元、員工購股權開支人民幣1,230萬元、佔對合營企業的投資損失人民幣5,540萬元，處置子公司收益抵銷人民幣2.594億元以及外匯收益抵銷人民幣3,280萬元，和衍生金融工具公允價值變動利得人民幣1,130萬元，原油期權對沖收益抵銷人民幣1,960萬元的除所得稅前溢利人民幣2.367億元。營運資金變動包括應付及其他應付款項減少人民幣1.405億元、應收及其他應收款項減少人民幣2.262億元、存貨減少人民幣250萬元、已付利息人民幣3.26億元及已付所得稅人民幣1.553億元。

投資活動所用現金

截至二零一五年十二月三十一日止年度，投資活動所用現金淨額為人民幣11.244億元，是由於收購不動產、工廠及設備人民幣6.449億元，權益法核算收購／投資支出人民幣3,090萬元，權益法核算貸款性投資支出人民幣1.552億元，限制性用途資金增加人民幣3.188億，處置子公司押金釋放人民幣4,850萬元，處置收益抵銷人民幣4,520萬元，可供出售金融資產的淨現金流入抵銷人民幣2,830萬元，獲得利息收入人民幣60萬元抵銷。

截至二零一四年十二月三十一日止年度，投資活動所用現金淨額為人民幣13.111億元，是由於收購不動產、工廠及設備人民幣13.14億元，權益法核算收購／投資支出人民幣2.694億元，權益法核算貸款性投資支出人民幣1.639億元，限制性用途資金增加人民幣1.034億元，購入可供出售金融資產人民幣7,200萬元，被處置子公司扣除處置成本後，所得現金及現金等價物餘額人民幣5.325億元，收取處置子公司押金人民幣4,640萬元，獲得處置應收對價款810萬元及利息收入人民幣1,440萬元抵銷。

融資活動所得現金

截至二零一五年十二月三十一日止年度，融資活動產生的現金淨額為人民幣2.98億萬元，主要原因有：(i)償還貸款人民幣3.601億元；(ii)支付優先票據合同條款修改費用人民幣2,590萬元；(iii)股票回購及註銷款人民幣1,760萬元；及(iv)為股份獎勵計劃回購股份支付人民幣1,110萬元，被以下抵銷：(i)發行普通股籌集資金人民幣2億元；及(ii)貸款融資人民幣5.128億元。

截至二零一四年十二月三十一日止年度，融資活動產生的現金淨額為人民幣5.419億元，主要原因有：(i)2014年4月發行2019優先票據所得人民幣29.862億元，(ii)銀行貸款所得人民幣4.115億元，包括中國建設銀行(「建設銀行」)一筆人民幣5,500萬元和兩筆人民幣500萬元短期貸款，德意志銀行(「德銀」)美元3,500萬元貸款，以及交通銀行(「交通銀行」)美元2,000萬元貸款；及(iii)庫存股獲得股利分紅人民幣100萬元，同時被以下抵銷：(i)2014年6月份發放2013年度現金股利人民幣6,100萬元；(ii)2014年5月份用於償還2016優先票據人民幣24.656億元，償還建設銀行短期銀行貸款人民幣1.25億元及長期貸款人民幣150萬元；(iii)支付2016優先票據溢價款人民幣1.202億元；(iv)支付股份期權人民幣1,040萬元；(v)支付銀行貸款安排費及其他費用人民幣1,500萬元；(vi)支付諮詢公司對子公司投資權益的償付款人民幣4,460萬元，以及(vii)股票回購及註銷款人民幣1,360萬元。

於二零一五年十二月三十一日，本集團貸款和優先票據約人民幣49.541億元，比二零一四年十二月三十一日增加人民幣4.398億元；其中，須於一年內償還之借款約人民幣5.299億元，比二零一四年十二月三十一日增加約人民幣1.904億元。本集團的所有貸款和優先票據均以人民幣及美元計值。

本集團的負債比率(即借款總額減現金及現金等價物(「淨借款額」)除以淨借款額及權益總額之和)自二零一四年十二月三十一日之51.8%微增至二零一五年十二月三十一日的68.3%。增加主要是由於現金及現金等價物餘額減少。

本集團借款總額的經調整EBITDA比率(即借款總額除以經調整EBITDA)由二零一四年十二月三十一日的2.83增加至二零一五年十二月三十一日的13.39。

市場風險

我們面臨的市場風險主要包括石油價格及匯率的波動。

原油價格風險

本公司的實現石油價格乃參照國際市場油價釐定，國際油價的變動將對我們帶來重大影響。國際油價的不穩定及高波動性對本公司的收益及溢利造成顯著影響。

貨幣風險

集團的大部份銷售以美元計值，而於中國的生產及其他支出則以人民幣入賬。人民幣並非為自由轉換貨幣，須受中國政府規管。中國政府對外匯交易所設定的限制可能導致未來匯率與當前或歷史匯率相比出現大幅變動。

哈薩克斯坦子公司的功能貨幣為美元，而所有出口銷售亦以美元計算。以哈薩克斯坦堅戈計價之哈薩克斯坦子公司之交易產生由於美元和哈薩克斯坦堅戈匯率波動導致的外匯風險。管理層無法預測中國外匯法規的轉變對美元及哈薩克斯坦堅戈匯率波動之影響，故無法合理估計未來匯率變動對本集團經營業績或財務狀況的影響。

僱員

於二零一五年十二月三十一日，本公司擁有1,684名僱員，當中1,436名位於中國(大陸及香港)、244名位於哈薩克斯坦以及4名位於美國。而就僱員薪酬、薪酬政策及員工發展方面的資料與在二零一四年年報內所披露的並無重大變動。

或有事項

於二零零零年八月二十八日，MI能源公司(「MIE」)與中石化訂立產品分成合同，以勘探及開發位於山東省勝利油田的羅家義64區塊。該項目已自二零零四年末起被擱置。二零零五年四月，MIE向中石化要求延長期限以重新啟動勝利油田項目。於二零零六年九月二十七日，MIE接獲中石化否決其重新啟動該項目要求的函件，且中石化以試驗開發階段延長期限已屆滿及MIE並未履行產品分成合同項下的投資承諾為由，要求終止產品分成合同。MIE認為於勝利油田項目中的投資已符合產品分成合同所規定的承諾金額。與中石化的產品分成合同並未正式終止，且該爭端並未進入任何司法程序。根據本公司所獲外部法律顧問建議，中石化對試驗開發階段相關未完成投資承諾索賠(如有)的可能性較小，概因已超過訴訟時效。

股息

董事會並無建議就截至二零一五年十二月三十一日年度派付末期股息(二零一四年：無)。

暫停辦理股東登記手續

本公司預定於二零一六年六月十七日(星期五)左右舉行股東周年大會。為釐定符合出席並於大會上投票的資格，本公司將於二零一六年六月十五日(星期三)至二零一六年六月十七日(星期五)(包含首尾兩日)暫停辦理股東登記手續，期間亦不會辦理股份過戶登記手續。為符合出席股東周年大會及於會上投票的資格，所有過戶文件連同有關股票需不遲於二零一六年六月十四日(星期二)下午四時三十分遞交至本公司的香港股份過戶登記分處卓佳證券登記有限公司，地址香港皇后大道東183號合和中心22樓。

審核委員會

本公司審核委員會已審閱本集團截至二零一五年十二月三十一日年度的綜合財務報表(包括本集團所採用的會計政策)，並就本集團的內部控制及財務申報等事宜進行討論。

羅兵咸永道會計師事務所的工作範圍

本集團的核數師，羅兵咸永道會計師事務所已就本集團截至二零一五年十二月三十一日止年度的初步業績公佈中有關本集團截至二零一五年十二月三十一日止年度的合併財務狀況表、合併綜合收益表、合併現金流量表及相關附註所列數字與本集團該年度的草擬合併財務報表所列載數額核對一致。羅兵咸永道會計師事務所就此執行的工作不構成根據香港會計師公會頒佈的香港審計準則(Hong Kong Standards on Auditing)、香港審閱聘用準則(Hong Kong Standards on Review Engagements)或香港核證聘用準則(Hong Kong Standards on Assurance Engagements)而進行的核證聘用，因此羅兵咸永道會計師事務所並未對初步業績公佈發出任何核證。

回購、出售或贖回本公司上市證券

根據於二零一四年五月十六日召開之本公司股東週年大會上授予本公司董事會之回購授權，截至二零一五年十二月三十一日，本公司分別按最高價每股0.88港元及最低價每股0.82港元回購25,578,000股公司股本中每股面值0.001美元之普通股(「股份回購」)。股份回購之購買價款總計約為2,230萬港元(包括交易成本)，由本公司之內部資源撥付。該等由本公司回購之股份佔本公司回購前已發行股本約0.97%。

企業管治守則

截至二零一五年十二月三十一日整年期間，本公司已遵守上市規則附錄十四所載的企業管治守則(「企業管治守則」)的原則及守則條文，唯下文所述守則條文第A.2.1條例外。

守則條文第A.2.1條

企業管治守則的守則條文第A.2.1條規定主席和首席執行官的角色應有區分，不應由同一人兼任。張瑞霖先生(「張先生」)為董事會主席。除擔任董事會主席一職外，張先生亦獲委任為首席執行官。該委任與守則條文第A.2.1條相偏離。該偏離的原因載於下文。

有別於從事上下游業務的綜合石油公司，本公司從事油氣勘探及生產業務。有鑒於此，董事會認為，由同一人制定戰略性計劃決策並付諸實施將最大程度地符合本公司油氣勘探及生產業務的利益。本公司提名委員會亦同意，主席及首席執行官由同一人兼任符合本公司的最佳利益。故本公司目前並無計劃委任其他人士擔任本公司的首席執行官。然而，本公司將繼續檢討本集團企業管治架構的有效性，並考慮是否有必要做出任何變動(包括將主席及首席執行官的角色分開)。

證券交易的標準守則

本公司已採納上市規則附錄十所載的上市發行人董事進行證券交易的標準守則(「標準守則」)，並將其應用於可能擁有未刊發之本公司內幕消息之董事及僱員。

經向全體董事作出具體查詢後，董事已確認彼等於截至二零一五年十二月三十一日全年度期間一直遵守標準守則。此外，本公司概無知悉任何僱員不遵守標準守則。

公佈年度業績及年度報告

本年度業績公告的電子版本登載於本公司之網站(www.mienergy.com)、香港交易及結算所有限公司之網站(www.hkexnews.hk)及新加坡證券交易所有限公司之網站(www.sgx.com)。載有上市規則附錄十六所規定之所有數據之截止二零一五年十二月三十一日年度報告將於適當時候寄發於本公司股東及載於前述網站。

股東周年大會

本公司股東周年大會於二零一六年六月十七日(星期五)在香港舉行。股東周年大會通告會適時刊登並寄於股東。

承董事會命
MI能源控股有限公司
主席
張瑞霖先生

香港，二零一六年三月二十三日

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