

閣下對本通函任何方面或應採取之行動如有任何疑問，應諮詢閣下之股票經紀或其他註冊證券交易商、銀行經理、律師、專業會計師或其他專業顧問。

閣下如已售出或轉讓所有名下MI能源控股有限公司之股份，應立即將本通函連同代表委任表格送交買主或承讓人，或經手買賣或轉讓之銀行、股票經紀或其他代理商，以便轉交買主或承讓人。

香港交易及結算所有限公司及香港聯合交易所有限公司對本通函之內容概不負責，對其準確性或完整性亦不發表任何聲明，並明確表示概不就因本通函全部或任何部分內容而產生或因倚賴該等內容而引致之任何損失承擔任何責任。



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)

(I) 非常重大收購

**關於建議收購 CQ ENERGY CANADA PARTNERSHIP 全部合夥權益
及**

(II) 主要出售

關於視作出售一間全資附屬公司的36.4%股權

本封面所用詞彙與本通函所界定者具相同涵義。

董事會函件載於本通函第12頁至第39頁。

MI能源控股有限公司謹訂於二零一七年九月二十二日(星期五)上午九時三十分假座香港灣仔謝斐道238號香港諾富特世紀酒店3號宴會廳舉行特別股東大會或其任何續會，召開大會或其任何續會之通告載於本通函第EGM-1頁至第EGM-2頁。亦隨附供於特別股東大會使用的代表委任表格。該代表委任表格亦於香港交易及結算所有限公司網站(<http://www.hkexnews.hk>)及本公司網站(<http://www.mienergy.com.cn>)刊登。

不論閣下能否親身出席特別股東大會並於會上投票，務請遵照其列印的指示填妥及簽署隨函附奉的代表委任表格，並盡快將其交回本公司的香港股份過戶登記分處卓佳證券登記有限公司，地址為香港皇后大道東183號合和中心22樓，惟無論如何不遲於特別股東大會或其任何續會指定的舉行時間前四十八小時送達。按指示填妥及交回代表委任表格後，閣下仍可依願親身出席特別股東大會並於會上投票。

二零一七年九月七日

目 錄

	頁次
釋義	1
技術詞彙	11
董事會函件	12
附錄一 — 本集團的財務資料	I-1
附錄二 — 目標集團會計師報告	II-1
附錄三 — 經擴大集團的未經審核備考財務資料	III-1
附錄四 — 目標集團其他資料	IV-1
附錄五 — 合資格人士報告及估值報告	V-1
附錄六 — 一般資料	VI-1
特別股東大會通告	EGM-1

釋 義

在本通函中，除文義另有所指外，下列詞語具有如下涵義：

「509760」	指	509760 Alberta Ltd.
「8401268」	指	8401268 Canada Inc.
「A方」	指	截至本通函日期持有目標公司40%合夥權益的任何未披露法人團體
「被收購實體」或 「目標集團」	指	目標公司、CQR合夥企業及8401268的統稱
「收購事項」	指	買方根據買賣協議提出向賣方收購合夥權益
「適用法律」	指	所有適用法律、成文法、規則、法規、官方指令及政府機構(不論行政、立法、執行或其他機構)法令，包括法院、委員會或行使類似職能的機構的判決、法令及判令
「董事會」	指	董事會
「營業日」	指	除星期六、星期日或卡爾加里、阿爾伯塔或香港法定假日以外之日子
「加元」	指	加拿大法定貨幣加元
「中加基金」	指	中國—加拿大自然資源投資合作基金，根據開曼群島法律存續的有限合夥企業，由MEC Advisory Limited獨家管理
「申索」	指	任何申索，包括任何要求、訴訟、法律程序、仲裁或政府機構的任何法律程序或調查
「交割」	指	向買方轉讓合夥權益、支付代價及交付所有須交付的項目，包括但不限於DEML所簽署表示其根據買賣協議條款於交割日期不再擔任目標公司經營者的承認書

釋 義

「交割日期」	指	各訂約方根據買賣協議條款取得加拿大投資法批准及競爭法批准當日後滿五(5)個營業日之日期，或訂約方可能書面協定的其他日期
「交割時間」	指	交割日期上午十時正或賣方與買方於交割日期可能書面協定的其他時間
「普通股」	指	買方股本中的普通股
「本公司」、「MI能源」	指	MI能源控股有限公司(股份代號：1555)，一家於開曼群島註冊成立之有限公司，其股份於聯交所主板上市
「競爭法」	指	競爭法(R.S.C. 1985, c. C-34)，經修訂
「競爭法批准」	指	根據競爭法委任的競爭局長或其指定人員已根據競爭法第102條就收購事項按賣方與買方合理行事而滿意之條款及條件發出預先裁決證書；或競爭局長已告知賣方及買方其不擬根據競爭法第92條就收購事項向競爭法庭提出命令申請及(ii)第IX部項下訂約方須根據競爭法第113(c)段通知競爭局長的規定已獲豁免或第IX部項下的等待期已屆滿或終止
「先決條件」	指	買賣協議項下交割條件，即買方條件及賣方條件
「關連人士」	指	具有上市規則賦予之涵義
「代價」	指	買方根據買賣協議就收購事項應付賣方的收購價
「換股」	指	認購人行使可換股優先股的換股權
「換股比率」	指	每一股可換股優先股可換取0.83股普通股

釋 義

「換股股份」	指	買方行使可換股優先股所附換股權時將配發及發行的新普通股
「可換股優先股」	指	買方根據認購協議向中加基金及Mercuria發行的可換股優先股
「CQR合夥企業」	指	CQ Energy Canada Resources Partnership
「視作出售」	指	根據上市規則第14.29條因換股而視作出售本公司所持買方36.4%的權益
「DEML」	指	Direct Energy Marketing Limited
「DEML下游業務」	指	DEML及其任何聯屬公司(被收購實體及509760除外)進行的下游業務及相關業務，包括：(i)面向商業及工業客戶的天然氣及電力銷售／供應以及能源管理及服務；(ii)面向住宅客戶的天然氣及電力銷售／供應；(iii)面向住宅及商業／工業客戶的HVAC(取暖、通風、空調)安裝及服務、管道工程、熱水器、保護方案、樓宇自動化、設施維護、節能審查、能源管理諮詢等服務；(iv)向獨立家政服務承包商提供的業務管理及經營諮詢；(v)發電及風力發電購買協議；(vi)中游氣體儲存(為CQR合夥企業儲存的石油類物質除外)及運輸(有形資產及以CQR合夥企業名義或為其提供的任何運輸服務除外)、商品採購(以CQR合夥企業名義進行者除外)以及自營貿易、能源拍賣及可再生能源信用額度；及(vii)有關上述任何一項的所有相關知識產權
「按金」	指	金額為70,000,000加元(相當於約404,908,000港元)的按金
「DERP」	指	Direct Energy Resources Partnership，於阿爾伯塔省卡爾加里市設有辦事處並在該地開展業務的合營企業
「董事」	指	本公司董事

釋 義

「分派」	指 (如適用)向DERP或A方(「合夥人」)分派目標公司的現金或其他資產，無論作為對合夥人的收入分派或資本返還(但確定不包括就結清公司間貨物或服務或其他成本補償賬目而對合夥人或聯屬公司的付款)
「文件託管解除時間」	指 二零一七年六月八日下午五時三十分(卡爾加里時間)
「生效日期」	指 二零一六年七月一日
「生效時間」	指 生效日期上午八時正
「特別股東大會」	指 本公司謹訂於二零一七年九月二十二日(星期五)上午九時三十分假座香港灣仔謝斐道238號香港諾富特世紀酒店3號宴會廳舉行的特別股東大會或其任何續會，以考慮及酌情批准(其中包括)買賣協議、認購協議及其項下擬進行之交易
「經擴大集團」	指 於交割後經目標集團擴大之本集團
「環境」	指 大氣層、地表及地下、地下水及地表水以及動植物；而「環境的」指有關或關於環境
「託管代理」	指 司特曼律師事務所
「託管協議」	指 賣方、買方、遠東、本公司及託管代理於二零一七年五月三十一日(卡爾加里時間)訂立的託管協議

「除外資產」	指	賣方或彼等聯屬公司或任何彼等前身就以下各項於任何時間擁有的權利、所有權、產權及權益：(i)所有稅項備用額，被收購實體稅項備用額除外；(ii)賣方或彼等聯屬公司擁有或租賃的軟件，被收購實體擁有或租賃的軟件除外；(iii)受限制DEML地震數據；(iv)目標公司因二零一三年收購CQR合夥企業的Suncor最終調整聲明及相關Suncor安排的淨額結算，而於交割前已付或已收款項或截至交割應付或應收款項；(v)實物文件及電子文件，包括郵件數據，以與Centrica plc或A方或彼等各自聯屬公司(被收購實體除外)相關者為限；及(vi)與DEML下游業務有關的資產，主要由被收購實體合夥人(或其聯屬人士)持有或並未由被收購實體持有，而有關資產無需進行被收購實體的業務
「遠東」或「FEEL」	指	遠東能源有限公司，根據香港法律註冊成立的有限公司，為本公司主要股東
「Gastown」	指	CCGRF Gastown Limited，根據香港法律存續的有限公司，為中加基金全資附屬公司
「政府機構」	指	代表任何國家、省或州擁有司法管轄權的任何政府、監管或行政機構、政府部門、代理機構、委員會、理事會或仲裁庭或法院，或其分支機構或其任何市、區或分支機構
「本集團」	指	本公司及其附屬公司
「港元」	指	香港法定貨幣港元
「香港」	指	中華人民共和國香港特別行政區
「國際財務報告準則」	指	國際財務報告準則
「過渡期間」	指	自買賣協議日期(包括該日)至交割時間止期間
「加拿大投資法」	指	加拿大投資法(R.S.C., 1985 c.28)(第一次增訂)，經修訂

「加拿大投資法批准」	指	(a)根據加拿大投資法第25.2(1)條或第25.3(2)條，買方於加拿大投資法規定的期間內不會收到政府機構的通知，倘買方已收到有關通知，則買方其後將收到以下通知之一(如適用)：(i)根據加拿大投資法第25.2(4)(a)條，表示不會根據加拿大投資法第25.3(1)條作出審查買賣協議擬進行交易的命令；(ii)根據加拿大投資法第25.3(6)(b)條，表示不會就交易採取進一步行動；或(iii)根據加拿大投資法第25.4(1)條，表示院督授權收購事項的交割，於各情況下均按買方合理酌情認為滿意的條款及條件；及(如適用)(b)部長(定義見加拿大投資法)已根據加拿大投資法向買方發出通知，指出部長(定義見加拿大投資法)信納或視為信納收購事項可能對加拿大有淨利益
「最後實際可行日期」	指	二零一七年九月四日，即本通函付印前為確定當中所載若干資料的最後實際可行日期
「上市規則」	指	聯交所證券上市規則
「Maple Marathon」	指	Maple Marathon Investments Limited，根據香港法律註冊成立的公司，為本公司全資附屬公司
「Mercuria」	指	Mercuria Energy Group Ltd.，一間總部位於瑞士的私營國際商品貿易公司
「Mercuria Energy Netherlands」	指	Mercuria Energy Netherlands BV, Mercuria的全資附屬公司
「標準守則」	指	上市規則附錄十所載之上市發行人董事進行證券交易之標準守則
「經合組織」	指	經濟合作與發展組織

釋 義

「最後日期」	指	二零一七年九月三十日
「合夥權益」	指	目標公司合夥人的100%權益，即DERP所持目標公司60%不可分割權益及A方所持目標公司40%不可分割權益
「人士」	指	任何個人或實體，包括任何合營企業、法人團體、信託、非法人組織、協會、政府或政府機構以及個人的任何繼承人、執行人、管理人或其他法定代理人
「石油類物質」	指	石油、天然氣及所有相關碳氫化合物(包括液態烴)以及與石油、天然氣或相關碳氫化合物伴生的所有其他礦物質，不論液態、固態或氣態且不論是否為碳氫化合物(包括硫磺及氫化硫)
「買賣協議」	指	賣方、買方及本公司就建議收購合夥權益所訂立日期為二零一七年五月三十一日的合夥權益買賣協議
「買方」或 「Canlin」	指	Canlin Energy Corporation (前稱為Maple Felix Energy Corporation)，於加拿大英屬哥倫比亞省註冊成立的公司，為本集團全資附屬公司
「買方違約」	指	買方嚴重違反其於買賣協議所作聲明或保證，或買方嚴重違反買賣協議中的契諾或協定
「保留虛假聲明」	指	合夥權益總價值的不實聲明及保證的負面影響超過基礎購買價的0.75%
「受限制DEML地震數據」	指	DEML持有的地震數據，須受禁止其轉讓的轉讓限制規限
「計劃資產」	指	(i)石油及天然氣權利；(ii)油氣井；及(iii)賣方及其聯屬人士於主要設施的權益

釋 義

「高級有擔保循環信貸額度」	指	銀行財團將向買方提供總承諾金額為240,000,000加元(相當於約1,388,256,000港元)的高級有擔保循環信貸額度
「證券及期貨條例」	指	香港法例第571章證券及期貨條例
「股東」	指	股份持有人
「聯交所」	指	香港聯合交易所有限公司
「認購人」	指	Gastown、Maple Marathon及Mercuria Energy Netherlands的統稱
「認購事項」	指	根據認購協議的條款及條件建議認購可換股優先股
「認購協議」	指	買方、認購人及本公司就認購事項所訂立日期為二零一七年五月三十一日的認購協議
「Suncor最終調整聲明」	指	根據Suncor Energy Resources Partnership(「 Suncor 」)的合夥權益及Suncor Energy Inc.與目標公司(DERP及A方的受讓人)所訂立日期為二零一三年四月十五日的股份買賣協議作出的最終調整聲明
「Suncor最終調整聲明分派」	指	於二零一七年一月十二日或前後，目標公司向合夥人作出總額約5,800,000加元(相當於約33,549,520港元)的分派(有關金額不超過Suncor Energy Inc.(或聯屬人士)代其就Suncor最終調整聲明結算向目標公司或CQR合夥企業支付的淨額)

「有形資產」	指	CQR合夥企業、其指定聯屬人士及509760於買賣協議所述的主要設施中的全部權利、所有權、產權及權益(不論絕對或或有、法定或實益);及位於白色地圖區業、509760或指定聯屬人士使用或擬使用的有關石油類物質的生產、收集、加工、測量、銷售、注入域或附屬地的土地上或附近並由或代表CQR合夥企業、清除、輸送、處理或儲存或在其上或與之有關的作業的所有有形折舊財產及資產;油氣井;或注水或注液或清除作業,包括天然氣處理站、營地、石油收集處理區、管道、建築物、構築物、生產設備、淡水及採油廢水設施、出油管線、收集管道線路、收集系統、儀錶、脫水機、電機、壓縮機、處理器、洗滌器、分離器、泵、油罐、鍋爐和通信設備(包括SCADA設備)、道路、鐵路岔道、鐵路專用線及發電機
「目標公司」	指	CQ Energy Canada Partnership
「第三方」	指	除買賣協議的訂約方或彼等各自的聯屬人士以外的任何人士
「交易」	指	買賣協議項下擬進行的交易
「美元」	指	美元,美利堅合眾國的法定貨幣
「賣方」	指	DERP及A方中任何一方,而「該等賣方」指DERP及A方的統稱
「油氣井」	指	買賣協議的附表C中識別的油氣井及位於白色地圖區域或可能或已經就石油及天然氣權利使用的所有其他油氣井,包括出油井、關閉井、暫停井、廢棄井、水源井、注入井或處理井
「白色地圖區域」	指	在買賣協議附表A中的地圖上標記為白色地圖區域的所有土地,根據文義要求包括該等土地的地面及該等土地中蘊藏的石油類物質

釋 義

「%」 指 百分比

加元與港元的金額換算乃基於加元兌5.7844港元的匯率。該換算匯率僅供說明，並不表示任何金額已經、本已經或可按上述或任何其他匯率換算。

技術詞彙

「桶／日」	指	每日產油桶數
「桶油當量／日」	指	每日油當量桶數
「EBITDA」	指	除融資收入、融資成本、所得稅及折舊、折耗及攤銷前的盈利
「百萬桶油當量」	指	百萬桶油當量
「百萬立方英尺」	指	百萬立方英尺
「百萬立方英尺／日」	指	每日百萬立方英尺
「淨現值」	指	未來收益淨額的淨現值



MIE HOLDINGS CORPORATION

MI 能源控股有限公司

(於開曼群島註冊成立之有限公司)

(股份代號：1555)

執行董事：

張瑞霖先生(主席)

趙江巍先生

非執行董事：

謝娜女士

獨立非執行董事：

梅建平先生

Jeffrey W. Miller先生

郭燕軍先生

註冊辦事處：

P.O. Box 309

Ugland House

Grand Cayman KY1-1104

Cayman Islands

香港主要營業地點：

香港

皇后大道東183號

合和中心22樓

北京辦公室：

中華人民共和國

北京

朝陽區

慧忠路5號

遠大中心C座1501室

郵編100101

敬啟者：

(I) 非常重大收購

**關於建議收購 CQ ENERGY CANADA PARTNERSHIP 全部合夥權益
及**

(II) 主要出售

關於視作出售一間全資附屬公司的36.4%股權

引言

茲提述本公司於二零一七年六月九日刊發內容有關簽署買賣協議之公告，據此，賣方已有條件同意出售而買方同意收購合夥權益(為目標公司之全部合夥權益)，代價為722,000,000加元(相當於約4,176,336,800港元)(可根據買賣協議進行調整)。

於文件託管解除時間或之前，買方已根據託管協議向託管代理持有的託管賬戶支付70,000,000加元(相當於約404,908,000港元)按金。根據買賣協議計算的代價結餘將於交割時支付。

為方便進行收購事項，各認購人及買方於二零一七年五月三十一日(卡爾加里時間)訂立認購協議，內容有關發行：(i)合共296,000,000股普通股予Maple Marathon；及(ii)本金總額為204,000,000加元(相當於約1,180,017,600港元)的可換股優先股(可根據每一股可換股優先股換0.83股普通股的基準轉換為普通股)予Gastown及Mercuria Energy Netherlands。

按換股比率悉數轉換可換股優先股後，將發行合共169,320,000股換股股份，相當於經發行換股股份擴大後買方已發行股本約36.4%。悉數轉換可換股優先股後，買方將仍為本公司的附屬公司，而本公司於買方之股權將減至約63.6%。

為修訂買賣協議項下託管解除日期及時間，買賣協議訂約方於二零一七年六月八日(卡爾加里時間)訂立修訂協議(「**修訂協議**」)。買賣協議獲解除託管，於文件託管解除時間交付予各訂約方。

本通函旨在向閣下提供(其中包括)以下資料：(i)買賣協議、認購協議及其項下擬進行交易以及有關視作出售的主要交易之進一步詳情；(ii)目標集團的財務資料；(iii)經擴大集團的備考財務資料；(iv)合資格人士報告及有關目標集團油氣儲量的估值報告；(v)上市規則所要求之其他資料；及(vi)特別股東大會通告。

1. 買賣協議

1.1. 日期

二零一七年五月三十一日

1.2. 訂約方

(i) 買方

(ii) 賣方

(iii) 本公司

據董事作出一切合理查詢後所知、所悉及所信，賣方及彼等各自之最終實益擁有人均為獨立於本公司及其關連人士之第三方。

1.3. 所涉事項

買方已有條件同意收購而賣方已有條件同意出售合夥權益(為目標公司之全部合夥權益)。

訂約方於二零一六年開始收購事項的磋商。根據及受限於買賣協議的條款及條件，倘交割發生，則被收購實體自生效日期以來的經濟風險及利益(但不包括除外資產)將歸屬於買方。與僱員及環境事宜有關的經濟風險於若干有限例外情況下將由買方承擔，不論該等經濟風險是否於生效日期之前或之後發生。

被收購實體於加拿大的阿爾伯塔省、薩斯喀徹溫省、馬尼托巴省、安大略省及英屬哥倫比亞省擁有多元化的生產、資源及基建資產基礎。該業務組合包括於活躍礦區(包括Ferrier(北部業務單元)、Hanlan(Hanlan-Robb業務單元)、Carrot Creek(北部業務單元)及Wildcat Hills(Foothills業務單元))的中游基建資產。目標公司目前於該等地區擁有11個主要設施(包括三個脫硫氣體處理廠及八個含硫氣體處理廠)。

目標集團的主要業務及資產概要載於本通函「7.有關目標集團之資料」一節。

1.4. 代價

合夥權益的總代價將為以下計算之金額：

(a) 722,000,000加元(相當於約4,176,336,800港元)(「基礎購買價」);加

- (b) 於生效時間後，但於交割日期前，賣方向目標公司作出的任何注資的總額，截至二零一六年十二月三十一日為零加元；減
- (c) 於生效時間後但於買賣協議日期前，目標公司向賣方作出的任何注資總額(不包括備考現金分派及Suncor最終調整聲明分派)，截至二零一七年三月三十一日總額為36,640,000加元(相當於約211,940,416港元)及根據買賣協議作出的任何分派(倘適用)；加
- (d) 14,000,000加元(相當於約80,981,600港元)，反映就目標公司及CQR合夥企業於二零一六財年的應課稅收入及其他與稅項目的有關項目的若干調整。

前述第(b)項的注資僅將於特定情況下進行。截至最後實際可行日期，注資金額為零。此外，根據買賣協議，目標公司向賣方發行的50,000,000加元(相等於約289,220,000港元)本票將於收購事項交割前轉為目標公司之資本，且代價不會進一步調整。

根據買賣協議調整後的代價(即699,360,000加元，相當於約4,045,377,984港元)將由本集團的內部資源、債務或股權融資以及買方發行的可換股優先股所募集資金按以下方式支付：

- (a) 170,000,000加元(相當於約983,348,000港元)以Gastown的可換股優先股支付；
- (b) 34,000,000加元(相當於約196,669,600港元)以Mercuria的可換股優先股支付；及
- (c) 296,000,000加元(相當於約1,712,182,400港元)以本集團的普通股及10,000,000加元(相當於約57,844,000港元)以貸款支付。

此外，買方將向銀行財團支取由該財團提供的高級有擔保循環信貸額度最多190,000,000加元(相當於約1,099,036,000港元)。高級有擔保循環信貸額度將優先於買方的所有證券。

本集團將透過本集團的內部資源、債務或股權融資的混合方式為認購買方之普通股及對買方之貸款提供資金。除本集團現時可得的融資額度外，本集團亦自中國華融資產管理股份有限公司的一家附屬公司取得一項承諾，為收購事項提供100,000,000美元的承諾定期貸款融資。

董事會函件

1.5. 代價基準

代價乃經本公司考慮(其中包括)以下因素後由買方與賣方公平磋商釐定，相關因素包括但不限於歷史和未來現金流(EBITDA和淨回值)分析、土地面積(已開發和未開發)、證實已開發在產儲量、證實儲量、證實及概算儲量及該等儲量的淨現值、資產價值、生產率、被收購實體的資產棄置費用及下表所載若干可資比較交易。鑑於上述情況，董事認為代價(包括適用的調整)屬公平合理，並符合本公司及股東的整體利益。

可資比較交易

LTM Gas—加權交易(>1,000萬加元)

公佈日期	目標公司	收購方	交易值	交易類型	燃氣 加權	交易標準		未來12個月	
						產量	2P儲量	NYMEX Gas	WTI
			(百萬 加元)		(%)	(加元/ 桶油當 量/日)	(加元/ 桶油 當量)	(美元/ 百萬英熱 單位)	(美元/ 桶)
17年7月11日	Pengrowth Energy	未披露公司	300	資產	55%	27,027	0.73	3.05	45.04
17年7月7日	Questfire Energy Corp.	Manitok Energy Inc.	55	企業	77%	12,854	1.92	2.86	44.23
17年7月6日	Apache Corporation	Paramount Resources Ltd.	495	企業	74%	14,664	2.15	2.89	45.52
17年7月6日	Trilogy Energy Corp.	Paramount Resources Ltd.	1,190	企業	62%	69,631	10.60	2.89	45.52
17年6月14日	Bellatrix Exploration Ltd.	未披露公司	35	資產	70%	24,643	不適用	2.93	44.73
17年6月9日	Centrica	MI能源控股	722	資產	87%	12,945	2.10	3.04	45.83
17年5月25日	Trilogy Energy Corp.	未披露公司	60	資產	68%	93,750	不適用	3.28	48.90
17年5月1日	Trilogy Energy Corp.	未披露公司	50	資產	84%	11,048	11.36	3.22	48.84
17年5月1日	Paramount Resources	未披露公司	150	資產	n.a.	107,143	不適用	3.22	48.84
17年3月31日	未披露公司	Clearview Resources	20	資產	67%	17,946	6.00	3.19	50.60
17年3月15日	UGR Blair Creek Ltd.	Painted Pony Petroleum	277	資產	96%	32,541	0.85	2.98	48.86
17年3月9日	Enerplus	未披露公司	67	資產	66%	9,219	不適用	2.97	49.28
17年2月8日	未披露公司	Clearview Resources	11	資產	58%	32,443	10.55	3.13	52.34
17年1月4日	Kelt Exploration	未披露	100	資產	50%	76,746	7.87	3.25	53.26
17年1月4日	Chinook Energy	未披露公司	11	資產	65%	106,061	47.06	3.25	53.26
16年12月23日	未披露	Trident Exploration	23	資產	96%	102,740	不適用	3.66	53.02
16年10月20日	Shell	Tourmaline Oil	1,369	資產	85%	55,091	2.89	3.14	50.63
16年9月29日	未披露公司	Manitok Energy Inc.	14	資產	66%	7,714	1.25	2.96	47.83
16年8月19日	Marquee Energy	Alberta Oilsands Inc.	130	企業	56%	37,946	6.60	2.58	49.11
16年7月6日	Paramount Resources Ltd.	Seven Generations Energy Ltd.	1,897	資產	51%	63,233	6.47	2.79	47.43
平均值					70%	42,430	7.35	3.01	48.61
中值					67%	27,027	3.27	2.98	48.86

1.6. 支付按金

於文件託管解除時間或之前，買方已根據託管協議向託管代理持有的託管賬戶支付70,000,000加元(相當於約404,908,000港元)按金。根據買賣協議調整後的代價結餘將於交割時支付。

倘交割因：(i)買方違約；或(ii)於交割日期前均未獲得或維持買賣協議所需的股東批准(定義見下文)或聯交所批准(定義見下文)而並未發生，則買賣協議將被終止，按金及其所賺取的利息在有關指稱買方違約(如適用)的任何糾紛最終解決後，將由託管代理按照託管協議的條款向賣方支付，並由賣方留作違約賠償金，以補償賣方因收購事項而產生的相關費用以及對賣方出售合夥權益的努力造成的延遲或永久性損害。按金的沒收款項將由本集團承擔。

倘於最後日期之前尚未取得加拿大投資法批准或，倘於最後日期之前已取得，但於交割時間未生效及買賣協議已由賣方或買方(視情況而定)根據買賣協議終止，及：

- (i) 倘買方遵守其於買賣協議項下之責任，則50%的按金及其所賺取的任何利息將由託管代理支付予買方，而其餘50%按金及其所賺取的利息將由託管代理支付予賣方，於各種情形下均須遵守託管協議的條款，而支付予賣方的有關款項將由賣方留作違約賠償金，以補償賣方因收購事項產生的費用以及對賣方出售合夥權益的努力造成的延遲或永久性損害；
- (ii) 倘買方未能遵守其於買賣協議項下之責任，則按金及其所賺取的任何利息將由託管代理根據託管協議的條款支付予賣方，並由賣方留作違約賠償金，以補償賣方因收購事項產生的費用以及對賣方出售合夥權益的努力造成的延遲或永久性損害；或
- (iii) 倘對過渡期間生效的加拿大投資法或其規例作出防止有關加拿大投資法批准授予買方的任何修訂，則按金及其所賺取的任何利息應由託管代理根據託管協議之條款支付予買方。

鑒於加拿大投資法批准約制買方令部長(定義見加拿大投資法)信納，收購事項可能為加拿大帶來淨利益，買方認為，倘無法按上述方式取得加拿大投資法批准，就因收購事項產生的費用以及對賣方出售合夥權益的努力造成的延遲或永久性損害補償賣方。

倘下列所有賣方的條件均達成，由於賣方拒絕向買方出售及轉讓合夥權益而未發生交割，且買賣協議已由買方根據其條款終止，則賣方將(i)向買方支付違約金70,000,000.00加元(相當於約404,908,000港元)(「**違約金**」)；及(ii)按金及其所賺取的利息須按照託管協議的條款支付予買方。向買方退回的按金及支付的違約金將被視為違約賠償金，以就因收購事項產生的費用以及延遲或未能完成收購事項補償買方。

倘若交割因上述情形以外之任何原因而並未發生，及買賣協議已根據其條款終止，則按金及其所賺取的任何利息應根據託管協議的條款支付予買方，各訂約方於買賣協議項下的所有責任將獲解除。

1.7. 先決條件

買方的條件

買方根據買賣協議購買合夥權益的責任須受限於以下條件，而該等條件純粹以買方的利益為依歸，且除下述條件(a)及(b)外，買方可書面通知賣方全部或部分豁免：

- (a) 競爭法批准：已獲得競爭法批准，且於交割時間已生效；
- (b) 加拿大投資法批准：已獲得加拿大投資法批准，且於交割時間已生效；
- (c) 聲明及保證：賣方於買賣協議的聲明及保證於作出及截至交割時間在所有重大方面均屬真實(除於指定日期作出的聲明及保證，其準確性於該指定日期釐定)，然而買方無權因保留虛假聲

明不實而有權終止買賣協議(且該條件應被視為達成)，除非此情況連同所有其他保留虛假聲明對合夥權益總值及有形資產修理費用總額(定義見下文)產生之負面影響合共超過基礎購買價的5%；

- (d) 遵守契諾：賣方於所有重大方面已履行或遵守買賣協議所載賣方於交割或之前須履行或遵守的彼等所有責任、契諾及協議；
- (e) 有形資產的物理損壞：被收購實體於過渡期間修理有形資產遭受的任何物理損壞產生的費用(不包括日常過程磨損及受賣方、被收購實體或其任何聯屬公司所持保單承保的任何物理損壞)(「**有形資產修理費用總額**」)，連同所有保留虛假聲明對合夥權益總值的負面影響，不得超過基礎購買價的5%；
- (f) 並無法律行動或程序：在交割時間，概無申索有待任何政府機構(不包括(i)牽涉買方聯盟的前合夥投資人或成員或其任何關連人士，(ii)牽涉買方或本公司的股東，或(iii)因本公司股東批准、聯交所上市批准或上市規則產生的申索(如有))尋求限制或禁止收購事項或就完成收購事項而向買方獲取重大損失賠償或其他減免；及
- (g) MI能源股東批准及聯交所批准：本公司：(i)已獲得股東根據上市規則之規定，於該股東的股東大會上批准收購事項(「**股東批准**」)；及(ii)(如需要)已就收購事項獲得聯交所的同意、豁免、許可及批准(「**聯交所批准**」)；且於交割時間本子條款所述批准屬有效。

買方及本公司承認，買方條件(g)內的股東批准及聯交所批准不可豁免。買方及本公司將遵守上市規則項下的規定取得股東批准及聯交所批准。

買方已提交申請以取得競爭法批准及加拿大投資法批准。於最後實際可行日期，買方已自政府機構收到競爭法批准。加拿大投資法批准正在處理，買方預期於二零一七年九月收到該批准。

賣方的條件

賣方根據買賣協議向買方出售合夥權益的責任須受限於以下條件，而該等條件純粹以賣方的利益為依歸，且除下述條件(a)及(b)外，賣方可書面通知買方全部或部分豁免：

- (a) 競爭法批准：已獲得競爭法批准，且於交割時間已生效；
- (b) 加拿大投資法批准：已獲得加拿大投資法批准，且於交割時間已生效；
- (c) 聲明及保證：買方於買賣協議的聲明及保證於作出及截至交割時間在所有重大方面均屬真實；
- (d) 遵守契諾：買方於所有重大方面已履行或遵守本協議所載買方於交割或之前其須履行或遵守的所有責任、契諾及協議；及
- (e) 並無法律行動或程序：在交割時間，概無申索有待任何政府機構尋求限制或禁止收購事項或就完成收購事項而向賣方獲取重大損失賠償或其他減免。

於最後實際可行日期，概無需要買方及／或賣方採取進一步行動的條件已獲達成。

1.8. 交割

倘買賣協議所有先決條件達成(或獲買賣協議各訂約方豁免(如適用))，交割將於交割時間發生。於最後實際可行日期，買方已自政府機構收到競爭法批准。

交割後，目標集團將由本公司間接控制，其財務資料將併入本集團。

1.9. 終止

任何一方均可透過雙方書面同意或倘交割日期未於最後日期前發生時終止買賣協議；惟根據買賣協議條款終止買賣協議的權利不應授予未能履行買賣協議項下任何責任已引起或導致交割日期未能於最後日期或之前發生的一方。

倘上述買方的條件或賣方的條件所述條件於其適用的達成日期或之前尚未達成，且該條件尚未被擁有該條件所涉利益的訂約方書面豁免或視為豁免，則該訂約方可書面通知另一方終止買賣協議，惟倘產生該權利的事件或情況乃因訂約方違約所致，則該訂約方不得行使或意圖行使任何終止權利。

倘上述買賣協議被終止，除於終止發生時間之前發生且違約方仍須承擔責任的違約外，買賣協議訂約方於買賣協議項下的所有進一步責任將獲解除。

2. 認購協議

2.1 日期

二零一七年五月三十一日

2.2 訂約方

(i) 買方

(ii) 認購人

(iii) 本公司

經董事作出一切合理查詢後所知、所悉及所信，Gastown及Mercuria Energy Netherlands以及彼等各自最終實益擁有人為獨立於本公司及其關連人士的第三方。

2.3 所涉事項

買方將(a)按每股1.00加元向Gastown發行170,000,000股可換股優先股，所得款項總額為170,000,000加元；(b)按每股1.00加元向Mercuria Energy Netherlands發行34,000,000股可換股優先股，所得款項總額為34,000,000加元；(c)按每股1.00加元向Maple Marathon發行296,000,000股普通股，所得款項總額為296,000,000加元。

按認購協議所載條款及受其所載條件的規限，Gastown及Mercuria Energy Netherlands各自認購相關可換股優先股以及Maple Marathon認購普通股不可撤銷。

Gastown及Mercuria Energy Netherlands各自認購相關可換股優先股將於交割日期前兩個營業日或訂約方可能協定的其他日期交割。Maple Marathon認購普通股將分為兩批，首批為70,000,000股普通股，總購買價為70,000,000加元，將於簽署認購協議時或訂約方可能協定的日期完成，而第二批為226,000,000股普通股，總購買價為226,000,000加元，將於交割日期或訂約方可能協定的日期完成。

Maple Marathon將同時利用本集團內部資源、債務或股權融資為認購協議下的認購撥付資金。

2.4 認購事項的先決條件

認購事項的交割須待達成下列各項方可作實：

- (a) 股份的每項銷售獲豁免遵守證券法(阿爾伯塔省)的招股章程規定及其項下規例、規則、政策及命令以及適用於股份銷售的任何其他司法權區的證券法例，或於頒發允許無須提交備案招股章程進行銷售的相關裁定、命令、同意或批文時；
- (b) 於Gastown或Mercuria Energy Netherlands認購交割時或之前，(i)買方的細則予以修訂以在買方的股本中設立可換股優先股，其中載列訂約方之間協定的權利、特權及限制；及(ii)買方、Gastown、Mercuria Energy Netherlands及Maple Marathon按協定形式訂立股東協議；及
- (c) 買賣協議具有十足效力及效用且未經修訂(惟Gastown、Mercuria Energy Netherlands及Maple Marathon同意的任何修訂除外)。

收購事項與認購事項之交割彼此之間相互獨立且並非互為條件。買方須根據買賣協議使用認購事項的所得款項支付部分代價。因此，倘收購事項未能完成，則認購事項交割的所得款項須退還予認購人，連同支付予Gastown的備用費(定義見下文)。中加基金與Mercuria已承諾自簽署買賣協議起至交割日期的期間內提供資金償付彼等各自部分的認購款項。因此，董事認為，中加基金與Mercuria不太可能不會根據認購協議之條款完成認購事項。

2.5 普通股及可換股優先股附帶的特殊權利及限制

普通股附帶下列特殊權利及限制：

- (a) 普通股持有人每持有一股普通股，即在買方的任何股東週年大會或特別股東大會上享有一票投票權。
- (b) 由董事全權酌情，普通股持有人可於董事宣派時收取股息，以妥當適用於派付股息的買方資金宣派，金額及派付方式由買方董事會不時釐定。

董事會函件

- (c) 倘買方清盤、解散或清算或就清算其事務或因削減資本在買方股東之間對買方資產作出其他分派，則於向可換股優先股持有人支付其享有的款項後，普通股持有人按所持股份比例平等共享買方的餘下財產及資產。

可換股優先股賦予其持有人下列權利、限制、特權及條件並受前述各項規限：

- (a) 可換股優先股持有人每持有一股可換股優先股，即在買方的任何股東週年大會或特別股東大會上享有一票投票權。
- (b) 可換股優先股持有人(優先於普通股及較可換股優先股次級的所有其他股份的持有人)可於買方董事會宣派時收取股息，而買方應就此以妥當適用於派付股息的買方資產派付固定優先累積股息每股每年0.08加元。倘於任何股息派付日期，該日應付股息並無就當時已發行及流通的所有可換股優先股全數支付，則就相關可換股優先股應付的固定優先累積股息將增至每股每年0.16加元，且該增加的股息或其未付部分須於其後一日或多日支付並優先於普通股及較可換股優先股次級的任何其他股份的股息，而於支付相關股息時，就可換股優先股應付固定優先累積股息將再降至每股每年0.08加元。
- (c) 除非取得所有已發行可換股優先股持有人的書面同意，否則直至已宣派及派付或留出資金用於支付所有已發行可換股優先股的應累算優先累積股息，任何財政年度任何時間概不得就普通股或較可換股優先股次級的任何其他股份宣派及派付股息或留出資金進行付款。
- (d) 倘就普通股宣派及派付的股息總額超過每股普通股每年0.08加元，則可換股優先股持有人將有權於買方董事會宣派時收取股息，而買方應就此以妥當適用於派付股息的買方資產派付超出本通函前述固定優先累積股息的特別股息，每股可換股優先股的特別股息

董事會函件

金額等於宣派及派付予普通股持有人的每股每年股息總額減本通函前述已宣派及派付予可換股優先股持有人的每股每年固定優先累積股息。

- (e) 倘買方清盤、解散或清算或就清算其事務在買方股東之間對買方資產作出其他分派，則在任何金額支付予或買方的任何財產或資產分派予普通股或較可換股優先股次級的股份持有人前，可換股優先股持有人每持有一股相關股份即有權收取：(i)每股1.00加元，加上(ii)應累算的所有未付股息，而於支付應付可換股優先股持有人的款項後，可換股優先股將不再享有買方財產或資產的任何分派。
- (f) 在不影響可換股優先股持有人將可換股優先股轉換為普通股的權利的情況下，自可換股優先股發行首日起至可換股優先股發行首日起滿四年當日止，買方可發出通知，隨時贖回全部或不時贖回任何部分當時已發行可換股優先股，並須(i)就每股將予贖回可換股優先股支付1.00加元，加上(ii)應累算所有未付股息，加上(iii)等於自贖回相關可換股優先股當日起至相關可換股優先股發行首日起滿五年當日止，相關可換股優先股按每股每年0.04加元本應累算的股息金額(全部構成及在本通函稱為「贖回金額」)。
- (g) 不論收購事項之交割事件是否完成，Gastown將有權收取一次性備用費，金額為其投資額170,000,000加元(相等於約983,348,000港元)之4.0%，即6,800,000加元(相等於約39,333,920港元)（「備用費」）。倘收購事項之交割完成，備用費連同第一筆股息付款將於二零一八年十月一日支付予Gastown。倘收購事項之交割未完成，備用費將不遲於二零一七年十二月三十一日支付予Gastown。
- (h) 每股已發行可換股優先股可於贖回日期前隨時由持有人選擇轉換為0.83股普通股。
- (i) 因已發行及繳足可換股優先股轉換為普通股而產生的所有普通股應視為繳足及不加繳。

- (j) 普通股或可換股優先股概不得拆細、合併、重新分類或以其他方式變更，除非與上述其他類別股份同時按相同比例及方式拆細、合併、重新分類或以其他方式變更。
- (k) 倘買方出售或處置(「處置」)其任何資產或財產(不包括(i)在日常業務過程中出售或處置存貨或廢舊、陳舊或多餘設備，(ii)在日常業務過程中出售、處置、不更換及交換財產，(iii)買方附屬公司之間或買方與其附屬公司之間出售或處置，或(iv)經所有已發行可換股優先股持有人書面同意的出售或處置)，則買方應盡快書面通知(「處置通知」)可換股優先股持有人相關處置事宜及買方從該處置收到的現金、支票或其他現金等價金融工具所得款項數額(「所得款項淨額」)，該金額經扣除：(A)該處置相關的直接成本，(B)由於該處置已付或應付的銷售稅、使用稅或其他交易稅，包括所得稅，(C)須用於償還以該處置所涉財產的產權負擔抵押的任何債務的本金、利息及提前還款費及罰金的金額，及(D)根據買方的高級有擔保循環信貸額度就該處置須支付予買方貸款人的金額。於收到處置通知後，可換股優先股持有人將有權在收到處置通知後30日內透過於註冊辦事處向買方提交代表該持有人擬讓買方贖回的可換股優先股的股票連同書面要求(「收回要求」)，該要求列明(i)該持有人擬讓買方贖回相關股票所代表股份，倘僅贖回相關股票所代表的部分股份，則列明將予贖回的數目，及(ii)該持有人擬讓買方贖回相關可換股優先股的營業日(在本通函稱為「收回日期」)，要求買方以處置所得款項淨額贖回該持有人所持全部或任何可換股優先股。收回日期不得少於書面要求給予買方當日後30日(或買方可能同意的較短期限)。於收到代表持有人擬讓買方贖回的可換股優先股的股票及相關要求後，買方須於收回日期贖回相關可換股優先股，並向該持有人(i)就贖回的每股相關可換股優先股支付1.00加元，加上(ii)支付累算的所有未付股息(全部構成及在本通函稱為「收回金額」)。儘管上

文所述，但就特定處置的一項收回要求或多項收回要求而言，買方概無須向可換股優先股持有人支付超出相關處置所得款項淨額的收回金額總額。

備用費指就中加基金根據認購協議的條款在簽署買賣協議時至交割日期止期間的承諾融資對中加基金的補償。因此，董事認為，支付備用費(不論收購事項是否完成)屬公平合理，符合本公司及其股東的整體利益。

3. 有關本集團之資料

本集團主要在中華人民共和國(以下簡稱「中國」)按照產品分成合同(「產品分成合同」)及其他類似協議，從事勘探、開發、生產及銷售石油和其他石油產品。本集團目前在中國有兩個生產石油的產品分成合同、在美利堅合眾國(「美國」)有一個勘探合同及Niobrara葉岩油氣資產的作業權益。本集團亦通過聯營企業形式參與哈薩克斯坦共和國(以下簡稱「哈薩克斯坦」)、加拿大西部地區和中國南海北部的石油資產的勘探、開發及生產。

4. 有關賣方之資料

賣方為：

- (a) 合夥企業DERP，於阿爾伯塔省卡爾加里市設有辦事處及經營業務，其主要業務為石油及天然氣勘探及開發。DERP為Centrica plc的間接附屬公司。Centrica plc為一間能源服務公司，其股份於倫敦證券交易所上市及買賣。其主要從事向英國、愛爾蘭共和國及北美的家庭及商業客戶提供天然氣及電力；及
- (b) A方為根據英屬哥倫比亞法例註冊成立之法人團體，其主要業務為石油及天然氣勘探及開發。

5. 有關認購人之資料

認購人為以下之統稱：

- (a) Gastown，為中加基金的全資附屬公司，成立唯一目的為將中加基金資本投入可換股優先股，其主要業務為投資控股；
- (b) Maple Marathon，於香港註冊成立的公司並為本公司全資附屬公司；

(c) Mercuria Energy Netherlands為Mercuria之全資附屬公司，其總部位於荷蘭烏德勒支，專注物流、支援Mercuria集團、風險管理及營運協調業務。

中加基金為專注於北美天然資源業的私募基金。中加基金為根據開曼群島法例存續之有限合夥公司，由MEC Advisory Limited獨立管理。

Mercuria為總部位於瑞士的私營國際商品貿易公司，並為一間全球最大的獨立能源及商品貿易集團。Mercuria主要專注於能源，其業務從採購、供應、貿易及融資至投資、物流存儲及混合業務不等。

6. 有關買方之資料

買方為於加拿大英屬哥倫比亞省註冊成立之公司，於最後實際可行日期為本集團之全資附屬公司，其主要業務為投資控股。

6.1 買方之股權架構

於按換股比率悉數轉換可換股優先股後，合共169,320,000股普通股將予發行，佔經發行普通股擴大的買方已發行普通股股本約36.4%。於悉數轉換後，買方仍為本公司的附屬公司，而本公司於買方已發行普通股股本之權益將減少至約63.6%。

下表載列買方(i)於本通函日期；(ii)緊隨發行可換股優先股後；(iii)緊隨向Maple Marathon發行第二批普通股後；及(iv)緊隨悉數轉換可換股優先股後(假設買方已發行股份自本通函日期以來並無其他變動)之股權架構(僅供說明)。

董 事 會 函 件

買方股東	於最後實際可行日期		
	普通股數目	可換股 優先股數目	佔已發行 普通股總數 概約百分比
Maple Marathon	70,000,100	—	100
Gastown	—	—	—
Mercuria Energy Netherlands	—	—	—
總計	<u>70,000,100</u>	<u>—</u>	<u>100</u>

買方股東	緊隨於交割日期向 Maple Marathon發行第二批普通股後		
	普通股數目	可換股 優先股數目	佔已發行 普通股總數 概約百分比
Maple Marathon	296,000,100	—	100
Gastown	—	170,000,000	—
Mercuria Energy Netherlands	—	34,000,000	—
總計	<u>296,000,100</u>	<u>204,000,000</u>	<u>100</u>

買方股東	緊隨完成悉數轉換後 (按每持有一股可換股優先股 獲發0.83股普通股的基準轉換為普通股)		
	普通股數目	可換股 優先股數目	佔已發行 普通股總數 概約百分比
Maple Marathon	296,000,100	—	63.6
Gastown	141,100,000	—	30.3
Mercuria Energy Netherlands	<u>28,220,000</u>	<u>—</u>	<u>6.1</u>
總計	<u>465,320,100</u>	<u>—</u>	<u>100</u>

6.2 買方之董事會

緊隨交割後直至Gastown完成將其所有可換股優先股轉換為普通股日期(「換股日期」)，買方董事會將由以下列方式提名的多達五(5)名董事組成。自換股日期起，買方董事會將由以下列方式提名的多達七(7)名董事組成。

只要本公司持有或被視作持有規定數目股份，本公司將按下列方式提名買方董事：

- (i) 倘及僅於本公司持有買方至少50%的已發行股份，於緊隨交割後直至換股日期，本公司指定的四(4)名被提名人將任董事，或自換股日期起，本公司指定的五(5)名被提名人將任董事；
- (ii) 倘及僅於本公司持有買方至少40%及不足50%的已發行股份，於緊隨交割後直至換股日期，本公司指定的三(3)名被提名人將任董事，或自換股日期起，本公司指定的四(4)名被提名人將任董事；
- (iii) 倘及僅於本公司持有買方至少30%及不足40%的已發行股份，於緊隨交割後直至換股日期，本公司指定的兩(2)名被提名人將任董事，或自換股日期起，本公司指定的兩(2)名被提名人將任董事；
- (iv) 倘及僅於本公司持有買方至少20%及不足30%的已發行股份，於緊隨交割後直至換股日期，本公司指定的一(1)名被提名人將任董事，或自換股日期起，本公司指定的一(1)名被提名人將任董事；

前提是於交割日期後及只要本公司提名超過一(1)名董事，本公司將提名行政總裁作為其中一名提名董事。倘本公司不再持有規定數目股份以提名一名或多名董事，本公司的額外提名董事將即時辭任。倘及僅於本公司持有買方不足20%的已發行股份，概無本公司指定的被提名人將任董事。

緊隨交割後直至換股日期及只要Gastown持有買方至少20%的已發行股份，Gastown將提名一(1)名董事及有權委任一(1)名無投票權觀察員出席所有董事會會議。自換股日期起及只要Gastown持有買方至少20%的已發行股份，Gastown將提名兩(2)名董事。

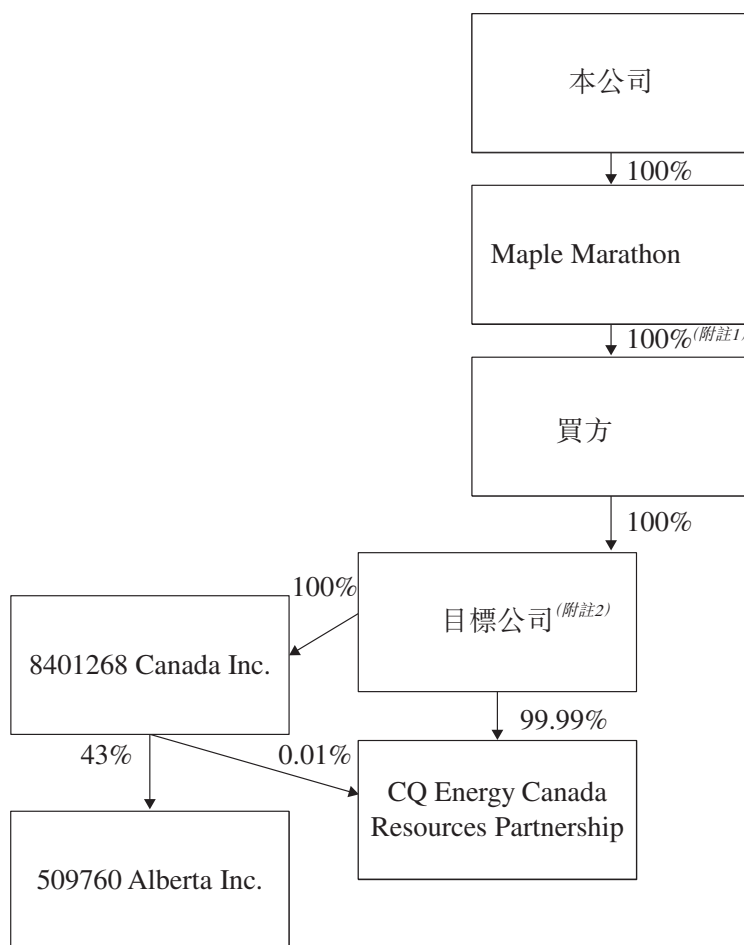
倘Gastown不再持有規定數目股份，則Gastown的提名董事將即時辭任。

7. 有關目標集團之資料

7.1 目標公司及其附屬公司

目標公司的主營業務為勘探及開發石油及天然氣資源並向北美市場供應原油及天然氣。其業務模式為以盡可能低的成本生產原油及天然氣，並有效(指較低運輸及營銷費用)供應北美市場，獲得市場價與彼等成本基準之間的差額。目標公司的主要石油及天然氣出產資產位於英屬哥倫比亞省、阿爾伯塔省及薩斯喀徹溫省。

目標集團緊隨交割後之股權架構載列如下：



附註：

- (1) 於可換股優先股悉數轉換為普通股後，買方將分別由Maple Marathon擁有63.6%、Gastown擁有30.3%及Mercuria Energy Netherlands擁有餘下6.1%。
- (2) 預期合夥企業將倒閉，而緊接交割前目標公司將轉為獨立實體。

7.2 目標集團產能及儲量資料

目標公司的主要油氣資產為地表300至5,000米以下的含油氣岩石(儲層)。儲層可使用物探法以及直井的鑽井和測井數據來繪圖。大多數儲層可使用水平井及完井技術開發。資產可劃分為五個地區：Peace River Arch(「**PRA**」)、北部、Hanlan Robb、Foothills、南部及Royalty以及Fee Lands。於PRA，主要資產為(a)所謂的Montney的天然氣儲層，其為位於Montney地層的富天然氣凝液資產，可主要於Glacier及Parkland區域進行天然氣凝液生產；(b) Spirit River區域，以產自Charlie Lake地層的輕質油為特徵。於北部，主要資產為輕質油及凝液區域，如在Gilby、Carrot Creek及Ferrier地區的Belly River、Cardium、Charlie Lake、Gething及Glaucinite。於Hanlan Robb，公司目前自Turner Valley地層生產遞減平緩的含硫天然氣及以由三個堆疊區(Notikewin、Falher及Wilrich)組成的Spirit River Group地層生產脫硫天然氣。於Foothills，主要資產為生產含硫天然氣的Wildcat Hills，亦來自Turner Valley地層。於南部，公司生產淺層氣。

於能源業務方面，油氣資產通常由一家以上的公司擁有，擁有權水平定義為開採權益。高開採權益指於若干油氣資產的權益水平高於50%。截至二零一七年六月六日，目標公司於PRA、北部、Hanlan Robb、Foothills及南部的開採權益分別為70%、72%、52%、67%及77%。

董事會函件

目標公司於11個主要設施具擁有權，包括3個脫硫氣體處理廠及8個含硫氣體處理廠，更多詳細資料載於下表：

現金 產生單位	區域	設施名稱	位置	液體類型	運營/ 未運營	設施類型	經營狀況	開採 權益%	CQ開採權益%	
									許可天然氣 (百萬標準 立方英尺/日)	許可天然氣 (百萬標準 立方英尺/日)
Foothills	Wildcat	Wildcat Hills 天然氣處理廠	06-16-026-05W5	硫	運營	天然氣 處理廠	活躍	100.0%	125.0	125.0
北部	Carrot Creek	Carrot Crk 10-16 天然氣處理廠	10-16-053-13W5	脫硫	運營	天然氣 處理廠	活躍	100.0%	40.0	40.0
Hanlan	Hanlan	Hanlan硫天然氣 處理廠	15-02-049-20W5	硫	運營	天然氣 處理廠	活躍	49.6%	371.2	184.1
Hanlan	Hanlan	Hanlan脫硫天然 氣處理廠	15-02-049-20W5	脫硫	運營	天然氣 處理廠	活躍	39.1%	40.0	15.6
Hanlan	Hanlan	Husky Strachan (Ram) 4-2	04-02-037-10W5	硫	未運營	天然氣 處理廠	活躍	5.1%	532.4	27.2
北部	Ferrier	Ferrier天然氣 處理廠	01-06-041-07W5	脫硫	運營	天然氣 處理廠	活躍	100.0%	119.9	119.9
北部	Gilby	Gilby天然氣 處理廠	02-27-040-03W5	硫	運營	天然氣 處理廠	活躍	100.0%	52.0	52.0
北部	Wilson Ck	Keyera Minnehik- Buck Lk	10-05-046-06W5	硫	未運營	天然氣 處理廠	活躍	9.55%	159.5	15.2
PRA	Glacier	Progress 7-22 天然氣處理廠	07-22-078-09W6	硫	未運營	天然氣 處理廠	活躍	38.0%	42.5	16.2
PRA	Boundary	Boundary Lake 硫處理廠	14-24-084-15W6	硫	運營	天然氣 處理廠	活躍	50.0%	60.0	30.0
PRA	Parkland	Parkland P2	06-29-081-15W6	硫	運營	天然氣 處理廠	活躍	35.2%	12.0	4.2

該等處理廠為天然氣處理廠。彼等的功能為清潔通過分離雜質及各種非甲烷碳氫化合物及液體生產的原天然氣，以生產管道乾天然氣。目標公司的天然氣處理廠處理公司於鄰近地區生產的原天然氣。該等天然氣處理廠亦處理區域內其他生產商生產的原天然氣，以便產生第三方處理收益。

除設施(處理廠)外，所提及的中游基建亦包括壓縮機及收集管道。管道的功能主要為收集區域內生產的原天然氣及運輸天然氣至處理廠，以便處理。壓縮機的功能為壓縮經處理的干天然氣，以便其符合主天然氣管道運輸的壓力規定。

董 事 會 函 件

下表載列按區域劃分的儲量及平均開採權益計算結果：

	Hanlan			北 部	南 部	合 計
	PRA	Robb	Foothills			
2P 儲量(十億 立方英尺當量)	574	408	478	339	279	2,078
平均開採權益	70%	52%	67%	72%	77%	67%

本公司計劃收購目標公司目前擁有的所有資產及設施，以便經營其於收購事項下的業務。

經本公司審閱賣方提供的文件後所知，目標公司已取得經營其油氣儲量所需的所有必要權利、許可、牌照、租約及合約，於土地依據有效的工作程序用於生產油氣的情形下，該等權利、許可、牌照、租約及合約將保持有效。

按地區劃分之產能 (二零一六年平均)	石 油 及 天 然 氣 凝 液 (桶／日)	天 然 氣 (百萬立方 英尺／日)	總 計 (桶油 當量／日)
Peace River Arch	1,047	48.04	9,053
北 部	3,705	50.63	12,143
南 部	191	57.88	9,838
Hanlan Robb	398	61.77	10,693
Foothills	373	83.82	14,343
總 計	5,714	302.14	56,070

有關目標集團生產及儲量的詳情，請參閱本通函附錄五所載之合資格人士報告。本公司確認，據其所知及所信，截至最後實際可行日期，目標集團的生產及儲量自合資格人士報告的生效日期起並無產生重大變動。

本通函附錄五所載合資格人士報告亦載有DeGolyer and MacNaughton編製的估值報告。委聘獨立諮詢公司編製／評估油氣儲量／資源量(包括儲量／資源量及該等儲量／資源量的相應經濟估值)乃屬油氣行業的慣例。DeGolyer and MacNaughton為世界知名的一級石油諮詢公司，專注於油氣儲量／資源量評估，DeGolyer and MacNaughton代表眾多於美國、英國及香港上市的油氣公司。鑒於DeGolyer and MacNaughton的資質，本公司董事認為報告呈列目標集團資產的獨立及公平估值。

7.3 目標集團之財務資料

下文載列目標集團之財務資料，摘錄自本通函附錄二中所列示之根據國際財務報告準則編製截至二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年十二月三十一日止年度以及截至二零一七年三月三十一日止首三個月期間之會計師報告(乃根據國際財務報告準則編製，就買方之會計政策作出調整)：

	截至二零一七年 三月三十一日 止首三個月期間	截至二零一六年 十二月三十一日 止年度	截至二零一五年 十二月三十一日 止年度
(千加元)			
收益	113,710	334,161	478,343
特許權費	(10,410)	(19,492)	(23,339)
開支	(230,909)	(337,836)	(1,160,593)
虧損淨額	(127,609)	(23,167)	(705,589)

目標集團於二零一五年主要由於非現金項目而錄得虧損淨額達705.6百萬加元。由於二零一五年大宗商品價格持續下滑，目標集團就物業、廠房及設備以及商譽的減值撇銷558.7百萬加元。此外，賣方投入的巨額資本開支導致折舊及攤銷約228.1百萬加元。

資產負債表

	於二零一七年 三月三十一日	於二零一六年 十二月三十一日	於二零一五年 十二月三十一日
(千加元)			
流動資產	119,636	109,012	137,857
非流動資產	1,234,720	1,348,967	1,468,716
總資產	1,354,356	1,457,979	1,606,573
流動負債	175,471	127,894	191,091
非流動負債	533,885	551,466	558,696
合夥人權益	645,000	778,619	856,786

於二零一七年三月三十一日，目標集團的賬面值達約645.0百萬加元。

董 事 會 函 件

現金流量表

	截至二零一七年 三月三十一日 止首三個月期間	截至二零一六年 十二月三十一日 止年度	截至二零一五年 十二月三十一日 止年度
(千加元)			
經營活動產生之 現金流量	56,686	95,589	113,073
投資活動所用之 現金流量	(16,444)	(35,432)	(144,089)
融資活動(所用)／ 產生之現金流量	(20,816)	(74,000)	19,000
現金及現金等值物 變動	19,426	(13,843)	(12,016)

7.4 訴訟

於最後實際可行日期，據本公司所深知，概無法律索償或訴訟可能會對目標集團的勘探及生產權利產生影響。

8. 進行收購事項的理由及裨益

作為重建其資產組合及為其投資者創造價值的策略的一部分，本集團持續於全球評估投資機會，尤其為加拿大豐富的油氣資源及於經合組織司法權區內成熟的能源產業所吸引。

本集團不會購買除外資產或DEML下游業務。除外資產由賣方或彼等聯屬公司或彼等的任何前身擁有，無須開展目標集團的業務。

董事(包括獨立非執行董事)認為目標集團擁有天然氣資源生產低遞減率長期資產基礎的產品及基建設施。其擁有的大量尚未開發土地具備增長潛力。此外，目標集團的高產資產在當前油氣價格下產生正EBITDA／淨回值，且目標集團有能力透過其自有現金流量及融資能力自行撥付其未來資金開支。收購事項亦將允許本集團拓寬其全球業務，發展更為平衡的油氣業務組合，擴展作業能力，並提升其作為國際能源公司的形象。於交割及整合目標集團為本集團控制之公司後，相信收購事項將改善本集團的財務表現及資產負債表。

由於目標集團過往數年能夠產生正營運現金流，本公司預期不會向目標集團注入額外資金。而且，鑒於目標集團的儲量、產量、收益及經營現金流規模，目標集團可在需要額外營運資金時直接自銀行取得融資。

目前目標集團幾乎全部產量被DEML收購，DEML再將該等產品於加拿大西部Aeco / Station 2交易中心的加拿大公開市場出售。目標公司正與Mercuria進行磋商，而Mercuria是聯盟成員之一，乃經驗豐富的加拿大油氣行銷商，承擔DEML的作用，促成在收購事項完成後出售目標集團產品。

排除除外資產不會影響目標集團當前的業務模式。代價(或會調整)乃基於買方收購位於加拿大阿爾伯塔省、薩斯喀徹溫省、馬尼托巴省、安大略省及英屬哥倫比亞省的整個加拿大西部沉積盆地及威利斯頓盆地之生產、資源及基礎設施組合的能力。另外，鑑於加拿大油氣市場高度流動，在收購事項完成後由其他油氣行銷商擔任DEML過往承擔的角色不會對目標集團的產品分銷產生重大影響。

按基礎購買價約722,000,000加元(相當於約4,176,336,800港元)計算，收購事項為2.1加元／桶油當量(企業價值／2P)，即代價除以目標公司的總證實及概算儲量與12,944.9加元／桶油當量／日(企業價值／產量)，即代價除以目標集團的總日產量的倍數。

鑒於上文所述及代價不包括除外資產及DEML下游業務的事實，董事(包括獨立非執行董事)認為，買賣協議的條款及其項下擬進行之交易屬公平合理及符合本公司及股東的整體利益。

9. 收購事項之財務影響

於交割後，目標集團將由本公司間接全資控制及其財務資料將併入本集團。於完成認購事項時但於轉換可換股優先股前，目標公司由本公司間接全資控制。於完成認購事項時及於轉換可換股優先股後，本公司於買方已發行普通股股本之間接權益將減少至63.6%。於上述兩種情況下，目標集團的業績均將併入本公司的財務報表。經擴大集團之未經審核備考資料載於本通函附錄三。

10. 豁免嚴格遵守上市規則第4.03條

根據上市規則第4.03條，須予載入本通函之目標公司之會計師報告須由符合專業會計師條例項下資格之執業會計師編製。上市規則第4.03條亦規定，倘為上市發行人就收購海外公司而刊發之通函，聯交所可容許由未能完全符合資格但獲聯交所接納之執業會計師行編製會計師報告。有關會計師行一般須具有國際名稱及聲譽，且為認可會計師機構之成員。

鑒於彼等地域相鄰及熟悉目標公司經營的業務，董事認為，委任PricewaterhouseCoopers LLP, Canada (「**PwC Canada**」)而非符合專業會計師條例項下資格之專業會計師作為發出將載入本通函之目標集團之會計師報告之申報會計師更為合適。委聘符合香港專業會計師條例項下資格之另一註冊會計師作為申報會計師一事將過於繁重，因為該會計師行將需要大量額外時間熟悉目標集團的業務、財務申報制度及相關政策與程序。此類委聘極可能增加成本並延長編製及寄發通函的時間。因此，此類委聘不大可能符合本公司股東的最佳利益。PwC Canada為PricewaterhouseCoopers International Limited的成員公司且為加拿大特許專業會計師協會會員，而該協會是國際會計師聯合會的正式會員。因此，本公司已向聯交所申請豁免嚴格遵守上市規則第4.03條，容許PwC Canada擔任目標公司之申報會計師編製會計師報告以供載入本通函。聯交所已於二零一七年六月三十日授出有關豁免，相關會計師報告載於本通函附錄二。

本集團已要求羅兵咸永道會計師事務所(香港執業會計師) (「**香港羅兵咸永道**」)協助PwC Canada履行其作為目標集團申報會計師的職責。香港羅兵咸永道已告知PwC Canada有關上市規則項下會計相關的規定。

11. 上市規則涵義

由於有關買賣協議項下擬進行收購事項的若干適用百分比率(定義見上市規則第14.07條)超過100%，收購事項構成上市規則第十四章項下本公司之一項非常重大收購事項，因此，收購事項須遵守申報、公告及股東批准規定。

董事會函件

因換股向認購人發行換股股份將被視為本公司根據上市規則出售買方權益。由於有關視作出售之一項或多項適用百分比率(定義見上市規則第14.07條)超過25%但低於75%，認購事項構成上市規則項下本公司之重大出售事項，因此，本公司須遵守申報、公告及股東批准規定。

經董事作出一切合理查詢後所知、所悉及所信，概無股東於買賣協議、認購協議及其項下擬進行交易中擁有重大權益及概無股東須於特別股東大會上就批准買賣協議、認購協議及其項下擬進行交易放棄投票。

就董事經作出一切合理查詢後所深知、盡悉及確信，(i)股東概無訂立委託表決或其他協議或安排或諒解或受其約束；及(ii)於最後實際可行日期，並無任何股東擁有責任或權利，而據此彼等已或可能將行使有關彼等於本公司股份之投票權之控制權臨時或永久(不論按全面或逐個基準)轉讓予第三方。

12. 推薦建議

董事(包括獨立非執行董事)認為，買賣協議及認購協議的條款屬公平合理及其所載之建議交易符合本公司及股東的整體利益。因此，董事(包括獨立非執行董事)建議股東投票贊成於特別股東大會上提呈之普通決議案，以批准買賣協議、認購協議及其擬進行交易。

13. 其他資料

交割須待本通函所述若干先決條件達成後方會作實，收購事項未必會完成。股東及有意投資者於買賣股份時務請審慎行事。

敬請 閣下垂注本通函附錄所載其他資料。

此 致

列位股東 台照

代表董事會
張瑞霖
主席
謹啟

二零一七年九月七日

A. 本集團截至二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日止三個年度之財務資料

關於本集團截至二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日止年度各年之財務報表，可參閱以下登載於聯交所網站 (<http://www.hkexnews.hk>) 及本公司網站 (<http://www.mienergy.com.cn/tc/>) 之文件：

- (a) 本公司截至二零一四年十二月三十一日止年度之年報(第88至236頁)；
- (b) 本公司截至二零一五年十二月三十一日止年度之年報(第90至236頁)；
- (c) 本公司截至二零一六年十二月三十一日止年度之年報(第116至272頁)；及
- (d) 本公司截至二零一七年六月三十日止六個月之中期報告(第56至108頁)。

B. 關於本集團的管理層討論及分析

下文載列摘錄自本公司截至二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日止年度各年年報及截至二零一七年六月三十日止六個月之中期報告的「管理層討論及分析」及其他有關各節。

(i) 截至二零一四年十二月三十一日止年度

業務回顧及前景

概覽

二零一四年可以劃分為上下截然不同的兩個半年，上半年我們還受益於高油價(平均實現油價為96.02美元／桶)，而下半年國際原油價格的下跌則殃及到整個油氣上游行業。整體而言，本集團的平均實現油價為86.15美元／桶，較之二零一三年下跌10.03美元／桶。

雖然二零一四年下半年油價下跌以及我們大幅削減資本開支，但我們仍很好地完成了二零一四年初設定的作業計劃，且成功完成生產目標，無論是油氣總產量(作業產量)還是淨產量與二零一三年度相比均實現了增長。尤其值得一提的是，哈薩克斯坦Emir-Oil, LLC (「**Emir-Oil**」)實現日均產油5,201

桶／天，較之二零一三年增幅達20.4%。此外，本集團於中國山西省的中澳煤層氣能源有限公司（「中澳」）項目，隨著二零一四年十一月份位於三交北區塊的喬家山天然氣處理站投入運營，中澳項目的天然氣試生產及管道銷售也正式拉開序幕。

二零一四年我們成功出售了中國的兩塊非核心資產：(1)泛華能源有限公司（「泛華」），其持有河北省的孔南產品分成合同及；(2)廟三，其持有吉林省的廟三產品分成合同。出售泛華及廟三的最終調整代價分別約8,310萬美元和2,120萬美元，其為本集團實現的總收益在4,200萬美元左右。泛華和廟三的出售不僅揭示了本集團剩餘資產的價值（例如，泛華的售價折算到儲量上相當於探明+概算（「2P」）儲量每桶售價為16.3美元／桶），更為直接的是，出售這兩項資產所帶來的現金收入為我們的流動性和在目前這種低油價環境下的運營提供了有力的保障。

根據獨立技術顧問對於二零一四年底油氣儲量及資源量所作的評估，本集團儲量的價值得到了進一步的增長。基於10%的貼現率計算，本集團於二零一四年底探明+概算（2P）儲量的淨現值估計將約為40億美元，與二零一三年相比增長14.3%，這一增長主要歸功於中澳項目的天然氣儲量的增長。

二零一四年本集團合計完成鑽井193口（含中澳項目的36口），完鑽井數量較之我們二零一四年度的指引有所減少，其原因在於下半年隨著油價下跌，我們也策略性地調減了鑽探活動。截至二零一四年十二月三十一日，本集團的作業井數為2,753口，其中2,703口井位於中國，45口井位於哈薩克斯坦，5口井位於美國。

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、廟三項目；河北省：孔南項目）

作為本集團持續優化資產組合之戰略的一部分，在二零一四年第三季度，我們簽署了兩份出售泛華和廟三的具體協議，這兩項交易已於二零一四年第四季度完成交割，泛華和廟三最終經調整後的交易對價分別約為8,310萬美元和2,120萬美元左右，實現的總收益約為4,220萬美元。基於探明+概算（「2P」）儲量計算，相當於泛華每桶2P儲量的售價為約16.3美元／桶，廟三每桶2P儲量的售價為約36.8美元／桶。我們相信出售這兩項資產估值標準不但揭示了本集團其他產油資產的內在價值，同時也為本集團在目前這種較低油價下的運營提供了有力的資金保障。

以日均作業產量總額計算，我們位於中國吉林省的三個中國東北項目（即大安、莫里青、廟三）錄得按年減少3.9%至19,349桶／天，而淨產

量按年減少1.6%至9,088桶／天。其中，大安及莫里青項目的日均作業量及淨產量分別為18,854桶／天和8,863桶／天(二零一三年度：分別為19,469桶／天和8,931桶／天)。已出售的孔南項目和廟三項目於同期的日均淨產量分別為945桶／天和225桶／天。由於二零一四年下半年全球原油價格的急劇下跌，二零一四年度實現的平均大慶油價(適用於吉林省項目)約為97.31美元／桶，較之二零一三年104.25美元／桶的平均實現油價按年下降6.7%；二零一四年一月至二零一四年十一月末(即出售完成之時)實現的平均辛塔油價(適用於孔南項目)為103.59美元／桶。

於二零一四年合計於中國油田完成鑽井151口，發生的淨資本開支總額為1.09億美元，較之我們二零一四年八月份提供的指引(1.22億美元)相比，二零一四年中國油田實際資本開支減少主要是因為考慮到油價的下跌，我們策略性地取消了部分鑽井及地面工程的工作量。由於我們於任何時期均無合約責任承諾最低資本開支或產量，我們在油價下跌時具有靈活度削減資本開支及產量。

由於人員費、動力費、燃料費以及井下作業費上漲，中國東北項目的(即大安、莫里青和廟三)的直接操作費從二零一三年的10.39美元／桶增長0.56美元／桶，或5.4%至二零一四年的10.95美元／桶。考慮孔南項目，我們四個中國原油項目於二零一四年的直接操作費為11.83美元／桶。大安和莫里青項目的直接操作費從二零一三年的9.93美元／桶增長0.69美元／桶，或6.9%至二零一四年的10.62美元／桶。

中國東北項目的現金淨回值(現金淨回值的定義為實現油價減去直接操作費、銷售費用以及除所得稅外的其他稅費)從二零一三年的75.0美元／桶下降4.8美元／桶，或6.4%至二零一四年的70.2美元／桶。現金淨回值下降的主要原因在於(1)平均實現油價下降，但石油特別收益金的下降部分抵消了油價的下跌以及(2)直接操作費上漲。考慮孔南項目，我們四個中國原油項目於二零一四年的現金淨回值為69.6美元／桶。大安和莫里青項目於二零一四年的現金淨回值為70.4美元／桶。

(2) 天然氣項目(山西省：臨興、三交北)

二零一四年，中澳在試氣、試生產、售氣、中國標準儲量報告以及總體開發方案的編製方面取得了令人滿意的進展。

中澳於二零一四年的試氣成效顯著，平均產氣量較之二零一三年大幅增加(至少1.5倍次)。臨興項目在本期共完成除水平井TB-1H以外

28口井的試氣，每井次試氣的無阻流量達92.5萬立方英尺(約26,205立方米)/天。三交北項目共完成10井次的試氣，每井次的試氣無阻流量達38.0萬立方英尺(約10,780立方米)/天。臨興項目的第一口水平井TB-1H以及新直井TB-23均取得了令人欣喜的試氣結果，TB-1H在兩個階段近80小時的試氣過程中穩定平均日產氣約493萬立方英尺/天(相當於14萬立方米/天，當井口壓力穩定維持在2,008磅/平方英吋，相當於14兆帕)，而直井TB-23也取得了日均產氣200萬立方英尺/天(約56,600立方米/天)的試氣結果。中澳的第二口水平井TB-2H剛剛開始進行測試，在井口壓力穩定在1,494磅/平方英吋(相當於10兆帕)的情況下，其獲得了穩定產氣370萬立方英尺(約10.6萬立方米)/天的測試結果。TB-2H井位於TB-1H井北方25公里處，其測試結果非常重要，積極的測試數據證明臨興西區塊北部區域所具備的巨大潛能。簡言之，二零一四年度試氣效果的明顯提高一方面揭示了臨興及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。

於二零一四年十一月，位於三交北區塊的喬家山輸氣站(「喬家山站」)正式投入管道試生產，目前一共有16口直井被連接至此站，其中14口井位於臨興西區塊，2口井位於三交北區塊。目前的在產井數為7口，其產氣量約為每天400萬立方英尺(約11.3萬立方米)，而喬家山站的輸氣能力為700萬立方英尺/天，相當於20萬立方米/天，這為中澳二零一五年度產量的快速上漲提供了巨大空間，原因是有更多積極的試氣結果出來，以及有更多的井投入生產。中澳分別於二零一四年十一月及二零一五年二月針對臨興項目簽訂了兩份新的銷售協議，試售氣價格分別為9.50美元/千立方英尺(人民幣2.04元/立方米)和9.60美元/千立方英尺(人民幣2.13元/立方米)。位於臨興西區塊的第二座輸氣站預計將於二零一五年下半年投入使用，其處理能力為700萬立方英尺/天。於二零一五年底臨興及三交北區塊的產量將會顯著增加，而中澳也將會進入一個全新的發展階段。

二零一四年中澳合計完成鑽井36口，自二零一二年七月份本集團完成收購中澳51%的股權以來，累計新鑽井數量已增至79口。二零一四年，由本集團承擔的淨資本開支約為4,200萬美元，而二零一四年八月提供的經修訂資本開支指引為4,800萬美元，約600萬美元或12.5%的資本開支遞延至二零一五年。

臨興項目東部區塊的中國標準儲量報告已經獲得中國政府的最終審批。臨興項目西部區塊及三交北項目的中國標準儲量報告已於二零一四年下半年提交至中方合作夥伴。臨興項目東部區塊及三交北區塊總體開發方案的編製工作也作為一項緊急任務正在進行之中。

中澳在試產氣方面所取得的成績也促使其儲量取得了非常顯著的增長。在獨立技術顧問完成的二零一四年年末儲量及資源量評估中，歸屬於本集團的探明(1P)儲量、探明+概算(2P)儲量分別增加171%及54%至3,641億立方英尺(約合103億立方米)及4,667億立方英尺(約合132億立方米)。此外，二零一四年末的儲量評估反映，基於10%貼現率進行計算，本集團於其2P儲量的淨現值已接近16億美元。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9.50美元至9.60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13,500億立方英尺(約合383億立方米，最佳估計潛在資源+2C或有資源)的淨或有及遠景資源量，其增長潛力巨大，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)**

二零一四年Emir-Oil項目實現的日均原油產量為5,201桶／天，較之二零一三年的4,320桶／天增幅達20.4%。二零一四年Emir-Oil的平均實現油價為62.82美元／桶，較之二零一三年的平均實現油價79.64美元／桶下降21.1%。其出口和內銷原油平均實現油價分別為69.72美元／桶(已扣除支付給外銷客戶平均每桶20.98美元的銷售折扣)及40.15美元／桶，二零一三年同期的出口油價和內銷油價分別為87.80美元／桶和41.57美元／桶。二零一四年平均實現油價下跌的原因為：1)出口油價較低，尤其是在二零一四年下半年，及2)外／內銷比例由二零一三年同期的82：18變成二零一四年的76：24。

截至二零一四年十二月三十一日，Emir-Oil項目總的作業井數為45口，其中在產井22口，關停井數為16口。於二零一四年，Emir-Oil一共完成了6口新井的鑽井工作(包括4口開發井和2口勘探井)，與此同時還完成了1口老井的側鑽工作。截至二零一四年末，還有3口新井和1口老井的側鑽正在鑽進過程中，預計將於二零一五年完鑽。

新油氣處理站工程已於二零一四年十一月破土動工，但是鑒於目前國際油價震蕩，本集團近期決定將二零一五年上半年建設完成此項工程的時間表推遲至二零一六年。二零一四年度，Emir-Oil發生的資本開支約為5,400萬美元，而我們二零一四年八月份提供的經修訂資本開支指引為1.25億美元，Emir實際資本開支減少主要與油氣處理站延遲建設以及3口井延遲到二零一五年完鑽有關。

二零一五年一月，Emir-Oil與哈薩克斯坦能源部(前稱「油氣部」)簽署協議將Aksaz-Dolinnoe-Emir-Kariman(「**ADEK**」)勘探合同延期兩年至二零一七年一月九日。基於ADEK區塊所擁有的豐富儲量及資源量，本集團樂見此次勘探合同的延期。

為提高利潤率(尤其是在目前的低油價環境下)，Emir-Oil於二零一五年二月和其在哈薩克斯坦出口原油的買家Euro-Asian Oil SA(前稱「**Titan Oil**」)簽署了一份新的銷售協議，借改變原油出口運輸路徑降低了其運輸費用。新的原油出口路徑將產自Emir-Oil的原油從油田運至哈薩克斯坦的Aktau港口，經裡海航運至俄羅斯的Makhachkala港口，再經路上的管道輸送至最終目的地，俄羅斯的Novorossiysk港口。新的運輸路徑使用烏拉爾油價(RCMB)作為結算價，在考慮布倫特油價和烏拉爾油價的差異後，在新路徑下，出口原油的現金淨回值將增加約2至3美元／桶。

Emir-Oil的直接操作費從二零一三年的5.18美元／桶降低0.33美元／桶，或6.3%至二零一四年的4.85美元／桶。操作費的下降主要歸功於產量的增長。

Emir-Oil內銷原油的現金淨回值與二零一三年幾乎持平，為31.81美元／桶。Emir-Oil出口原油的現金淨回值從二零一三年的43.42美元／桶下降14.89美元／桶，或34.3%至二零一四年的28.52美元／桶，出口原油現金淨回值下降主要是由於二零一四年下半年隨著國際原油價格的下降導致平均出口實現油價下降。

基於以上因素，Emir-Oil加權平均現金淨回值從二零一三年的41.37美元／桶下降12.23美元／桶，或29.6%至二零一四年的29.14美元／桶。

- **美國業務(Condor)**

我們的美國業務於二零一四年並無鑽井活動，本集團附屬公司Condor Energy Technology LLC在Niobrara項目操作5口水平井。二零一四年Niobrara項目的日均原油和天然氣作業產量分別為129桶／天和277千立方英尺／天，淨產量分別為92桶／天和209千立方英尺／天，平均實現油價和氣價分別為83.11美元／桶和6.44美元／千立方英尺。

- **其他業務**

於二零一四年十一月，本集團與中國—加拿大自然資源投資合作基金(「**中加基金**」)共同出資收購了加拿大國際石油公司的少數股權。本集團為該項投資支付的總對價約700萬美元。加拿大國際石油公司是一家總部位於卡爾加里(加拿大)的私營油氣公司，其核心區塊位於阿爾伯塔省，淨面積約為25萬英畝，其目前開發埋藏較深的富含油氣的層位。中加基金是一

家致力於在自然資源領域能夠創造價值的私募基金，其目前管理資金的規模超過10億美元。本集團與中加基金的戰略合作以及對加拿大國際石油公司的共同投資拓寬了我們與世界級油氣行業的投資者及生產商的合作渠道，也為本集團在國際上的擴張奠定了良好的基礎。

二零一五年指引

以下是本集團二零一五年度初步的指引：

	總鑽井 數量 (總)	投資淨額 (百萬美元)	淨產量	註釋
集團總計	32	103	合計：11,400–12,800桶 當量／天 原油：9,800–11,100桶／天 天然氣9,600–10,100 千立方英尺／天(約合 27萬至28萬立方米／天)	原油產量較之二零一四年 (不包括泛華及廟三) 減少22–31%；天然氣 產量較之二零一四年 增長53–61%
中國油項目 (大安、 莫里青)	–	13	原油： 6,700–7,000桶／天	在目前低油價的環境下不計劃 鑽新井，在油井轉注水井及 地面工程部分會發生少量 的資本開支
中國氣項目 (中澳：臨興， 三交北)	29	51	天然氣： 4,500–5,000千立方英尺／天 (約合13萬至14萬 平方米／天)	基於二零一五年一月份中澳 董事會批准預算9,900萬美元 的51%份額計算，其中包括 8口勘探井，21口開發井， 另外還有920萬美元按照 本集團的政策予以費用化的 支出；二零一五年下半年 臨興氣站投產後，產量將會 快速增長
哈薩克斯坦 (Emir-Oil)	3	39	原油：3,000–4,000桶／天 天然氣：5,000千立方 英尺／天 (約合14.2萬平方米／天)	含二零一四年開鑽，本年度 完鑽的1口勘探井，2口 開發井；油氣處理站的 資本開支為1,900萬美元
美國(Condor)	–	–	原油：100桶／天 天然氣：100千立方 英尺／天 (約合3,000立方米／天)	

財務業績

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二零一三年度人民幣32.531億元減少人民幣2.831億元或8.7%至二零一四年度人民幣29.7億元。該減少主要由於原油實現價格由二零一三年每桶97.06美元降低至二零一四年每桶86.15美元。於二零一四年度原油淨銷量為558萬桶，而二零一三年度則為538萬桶。

二零一四年本集團來自於提供勞務服務的收益為人民幣1,290萬元。

- 中國

於二零一四年度，我們的中國油田實現收益由二零一三年人民幣24.409億元降至人民幣22.041億元。此降幅主要由於原油實現價格降低和銷量降低。二零一四年度，我們的銷量為366萬桶，而二零一三年為377萬桶。二零一四年度已實現平均油價為每桶97.89美元，而二零一三年度為每桶104.35美元。

- 哈薩克斯坦

二零一四年度，Emir-Oil實現銷售收益人民幣7.463億元，而二零一三年度，Emir-Oil實現銷售收益人民幣7.826億元。

(a) 原油銷售

二零一四年度，Emir-Oil實現石油銷售收益人民幣7.327億元。Emir-Oil出口銷售了76.4%的原油，並且該等出口銷售油實現了布蘭特油價(扣減運輸及營銷佣金前)。二零一四年度，Emir-Oil出口及國內銷售實現的平均油價為每桶63.34美元。二零一四年，來自出口銷售的已實現平均油價(扣除每桶20.98美元的運輸及營銷佣金後)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。Emir-Oil的石油銷量為1,882,351桶，包括出口銷售的1,438,962桶及哈國國內銷售的443,389桶。Emir-Oil總石油銷售收入中出口銷售佔85.2%。

二零一三年度，Emir-Oil實現石油銷售收益人民幣7.689億元。Emir-Oil出口銷售了82.3%的原油，並且該等出口銷售油實現了布蘭特油價。Emir-Oil出口及國內銷售實現的平均油價為每桶79.64美元(扣減運輸及營銷佣金前)。來自出口銷售的已實現平均油價(扣除每桶20.76美元的運輸及營銷佣金後)為每桶87.80美元，來自哈國國內銷售的已實現平均油價則為每桶41.57美元。二零一三年，Emir-Oil的石油銷量為1,559,808桶，包括出口銷售的1,284,287桶及哈國國內銷售的275,520桶。Emir-Oil總石油銷售收入中出口銷售佔90.8%。

(b) 天然氣銷售

二零一四年，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。截至二零一三年，Emir-Oil實現天然氣銷售收益人民幣1,380萬元，已實現天然氣價格為每千標準立方英尺1.34美元，天然氣銷售量為1,661,583千標準立方英尺。

經營開支

本集團的經營開支由二零一三年的人民幣23.869億元，減少人民幣1.775億元或7.4%至二零一四年的人民幣22.094億元，此乃主要包括處置附屬公司人民幣2.594億元的「其他收益」，部分由資產減值損失所抵銷以及管理費用的增加。

- 折舊、耗損及攤銷。本集團的折舊、耗損及攤銷由二零一三年度為人民幣9.05億元增加人民幣2,340萬元或2.6%至二零一四年度為人民幣9.284億元。折舊、耗損及攤銷增加主要由於中國油氣資產產量的小幅提高。
- 稅項(所得稅除外)。本集團的稅項(所得稅除外)由二零一三年度的人民幣7.406億元降低人民幣4,550萬元或6.1%至二零一四年度的人民幣6.951億元。

中國經營的稅項(所得稅除外)降低主要由於石油產量和銷量的降低以及油價的降低，令我們向中國政府繳付的單桶石油特別收益金(「**石油特別收益金**」)降低。石油特別收益金按五級累進從價定率就實現石油價格的超額部份徵收。石油特別收益金將繼續按月計算，按季繳納。中華人民共和國財政部(「**財政部**」)最近頒佈了關於調高石油特別收益金

徵收底線的通知(財稅[2014]115號)(「該通知」)，從55美元／桶調至65美元／桶，二零一五一月一日起生效。詳細列表如下：

原油價格 (美元／桶)	徵收比例
65–70 (含 70)	20%
70–75 (含 75)	25%
75–80 (含 80)	30%
80–85 (含 85)	35%
超過 85	40%

中國業務的石油特別收益金的降低被哈薩克斯坦業務的出口關稅的增長所部分抵銷，其增長主要是由於出口關稅自二零一四年三月起由60美元每公噸增長為80美元每公噸。

以下列示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，稅金按全球原油價格計算。租金出口稅關乎原油出口價格。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(「礦物開採稅」)

出口石油與國內石油分別按5%及2.5%徵收礦物開採稅。出口石油按5%稅率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全球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按2.5%稅率基於在哈薩克斯坦國內銷售的石油桶數與每桶生產成本及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40美元計算或按每桶5.35美元乘以石油出口量計算。自二零一三年四月十四日起，此稅種增至每公噸60美元。自二零一四年三月十二日起，此稅種增至每公噸80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二零一三年度的人民幣2.278億元降低人民幣1,220萬元或5.4%至二零一四年度的人民幣2.156億元。員工薪酬成本降低主要由於績效獎金的減少。

採購，服務及其他費用

本集團的採購，服務及其他費用由二零一三年度的人民幣3.702億元降低人民幣3,290萬元或8.9%至二零一四年度的人民幣3.373億元。採購，服務及其他費用的減少主要由於：(i)Emir-Oil的修井和壓裂工作量減少；(ii)由於二零一四初堅戈貶值，給哈薩斯坦克供應商的支付或結算金額減少；及(iii)在廟三出售交割之前，只包括其十個月的採購，服務及其他費用。

地質及地球物理費用

本集團採納「成果法」核算，在此期間的勘探成本包括地質及地球物理費用(而不是直接的勘探井鑽探成本)計入損益科目。二零一四年度，本集團產生的地質和地球物理費用約為人民幣2,000萬元，二零一三年度為人民幣470萬元。

銷售費用

本集團的銷售費用由二零一三年度的人民幣3,130萬元增加人民幣530萬元或16.9%至二零一四年度的人民幣3,660萬元。銷售費用的增幅主要由於二零一四年度哈薩克斯坦業務銷售量的增加引起的管輸費用增加。

管理費用

本集團的管理費用由二零一三年度的人民幣1.025億元增加人民幣2,120萬元或20.7%至二零一四年度的1.237億元。管理費用的增幅主要由於：(i)Emir-Oil產生了更多的教育服務，培訓和捐贈費用；及(ii)公司層面更多的差旅費用。

減值損失

本集團在中國一區塊及美國的開採權益的長期資產(包括礦區勘探權)分別錄得減值損失人民幣2,930萬元及人民幣1.253億元,使其賬面值減至相應以在用價值為基礎估計可回收金額。

其他(虧損)/收益

二零一四年度,本集團錄得「其他收益」人民幣3.020億元,二零一三年度之其他損失為人民幣460萬元。二零一四年度的其他收益主要來自於(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期權已實現增益人民幣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。二零一三年度的其他損失主要來自於(i)二零一四年產量的原油期權公允價值變動產生的非現金未變現虧損人民幣763萬元;(ii)Emir-oil交通事故賠償金人民幣2,310萬元,此虧損被(iii)泛華在大慶州13的權益收到的權益收入人民幣550萬元和(iv)諮詢費收入人民幣1,410萬元所部分抵銷。

經營溢利

本集團的經營溢利由二零一三年度的人民幣8.692億元降低人民幣9,570萬元或11.0%至二零一四年度的人民幣7.735億元。該變動乃主要由於實現油價降低及Condor和莫里青油氣資產的減值虧損,被銷售量的增長及廟三和泛華的出售收益所部分抵銷。

淨財務收入/(成本)

本集團的財務收入由二零一三年度的人民幣640萬元增加人民幣1,210萬元或189.1%至二零一四年度的人民幣1,850萬元。該增幅主要由於我們二零一四年度的現金和現金等價物餘額增長明顯。

本集團的財務成本由二零一三年度的人民幣3.520億元增加人民幣1.478億元或42.0%至二零一四年度的人民幣4.998億元。該增幅主要由以下原因所導致:(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3,470萬元計入財務成本。

合營企業虧損份額

本集團持有中澳51%的股權。該股權投資在本集團按照合營企業核算,應佔合營企業虧損從二零一三年度的人民幣6,880萬元降至二零一四年度的人民幣5,540萬元。此降幅主要由於地質,地球物理開支及其他勘探費用(主

要為地震支出)的下降，導致對中澳投資損失的下降。此費用支出在發生期間，依照國際財務報告準則在本集團中以「成果法」核算並計入損益(而中澳則採用國際財務報告準則中的「完全成本法」，此類開採費用支出作為開採和評估資產資本化，並將轉移至油氣資產，最終在未來根據專案生產階段以單位產量原則計提折舊)。

除所得稅前溢利

本集團的除所得稅前溢利由二零一三年度的人民幣4.549億元下降人民幣2.182億元或48.0%至二零一四年度的人民幣2.367億元。該降幅乃主要由於上述因素的累計影響。

所得稅費用

二零一四年度本集團的所得稅費用為人民幣2.142億元，相比二零一三年度所得稅費用為人民幣1.751億元增長了人民幣3,910萬元。該增加主要由於二零一四年發生的不可扣稅支出和未確認遞延所得稅資產的稅務虧損及暫時性差異。此外，在二零一三年對本集團於哈薩克之作業的遞延所得稅進行了重新計量以反映未來超額利潤稅率估計的變化，該重新計量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。而二零一四年未發生此類重新計量，也導致二零一四年所得稅費用較二零一三年有所增加。二零一四年度的加權平均實際稅率為90%，而二零一三年度為38%。實際稅率增加主要由於贖回二零一六年票據所產生的不可扣除一次性財務費用、對中澳的股份投資損失，Condor的減值損失以及本集團非營運成員公司所產生的其他費用。

淨溢利

基於上述事項，我們的淨溢利由二零一三年度的人民幣2.798億元降低人民幣2.572億元或91.9%至二零一四年度的人民幣2,260萬元。

流動資金及資本資源

概覽

本集團二零一四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。

於二零一四年，我們經營活動所得現金淨額為人民幣11.804億元，投資活動所用的現金淨額為人民幣13.111億元，融資活動所得現金淨額為人民幣5.419億元，現金及現金等價物的外匯虧損人民幣340萬元，以及現金及現金等價物淨增加人民幣4.143億元。

經營活動所得現金

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、耗損及攤銷人民幣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、處置附屬公司收益抵銷人民幣2.594億元及匯兌收益抵銷人民幣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。營運資金變動之現金變動包括貿易及其他應付款項減少人民幣1.405億元、貿易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。

截至二零一三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12.091億元。截至二零一三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、耗損及攤銷人民幣9.05億元、淨利息開支人民幣3.948億元、員工購股權開支人民幣2,650萬元、佔對合營企業的投資損失人民幣6,880萬元、匯兌收益抵銷5,030萬元的除所得稅前溢利人民幣4.549億元。營運資金變動之現金變動包括貿易及其他應付款項減少人民幣1.502億元、貿易及其他應收款項減少人民幣2.588億元、存貨減少人民幣270萬元、已付利息人民幣2.959億元及已付所得稅人民幣2.676億元。

投資活動所用現金

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，被處置附屬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，收取處置附屬公司押金人民幣4,640萬元，獲得處置應收對價款人民幣810萬元及利息收入人民幣1,440萬元抵銷。

截至二零一三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15.85億元，是由於收購不動產、工廠及設備人民幣14.089億元，權益法核算收購／投資支出人民幣1.808億元，被受限制現金減少人民幣180萬元及已收利息人民幣290萬元抵銷。

融資活動所得現金

截至二零一四年十二月三十一日止年度，融資活動所得現金淨額為人民幣5.419億元，主要原因有：(i)二零一四年四月發行二零一九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500萬元短期營運資金貸款，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，(iii)信託持有回購股份股息人民幣100萬元，同時被以下抵銷：(i)二零一四年六月份發放二零一三年度現金股利人民幣6,100萬元，(ii)二零一四年五月份用於償還二零一六優先票據人民幣24.656億元，償還建設銀行短期銀行貸款人民幣1.25億元及長期營運資金貸款人民幣150萬元，(iii)支付二零一六優先票據溢價款人民幣1.202億元，(iv)支付購股權人民幣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)支付諮詢公司對附屬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。

截至二零一三年十二月三十一日止年度，融資活動所得現金淨額為人民幣2.151億元，主要是由於(i)銀行貸款所得款項人民幣1.2億元(包括從建設銀行獲得的兩筆短期營運資金貸款人民幣6,000萬元)，(ii)發行優先票據獲得的淨發行成本款項人民幣12.292億元，(iii)信託持有回購股份股息人民幣200萬元，(iv)處置合營企業獲得款項人民幣1,670萬元，出售附屬公司部分權益獲得款項人民幣4,450萬元，由(i)二零一二年末期現金股息人民幣1.244億元、(ii)償還人民幣9.986億元，包括償還民生銀行美元8,000萬元及美元6,000萬元貸款及償還建設銀行兩筆人民幣6,000萬元短期營運資金貸款、(iii)支付貸款安排費用人民幣2,530萬元、以及(iv)股份獎勵計劃下的股份購買付款人民幣5,020萬元所抵銷。

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)自二零一三年十二月三十一日之47.7%微增至二零一四年十二月三十一日的51.8%。增加主要是由於新發行的二零一九優先票據。

本集團借款總額的EBITDA比率(即借款總額除以EBITDA)由二零一三年十二月三十一日的2.14增加至二零一四年十二月三十一日的2.74。

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)由二零一三年十二月三十一日的2.02增加至二零一四年十二月三十一日的2.83。

借款

借款的賬面值以下列貨幣計值：(i)價值人民幣850萬元之借款以人民幣計值；及(ii)價值人民幣45.058億元之借款以美元計值。

本集團有以下未提取的銀行融資：(i)人民幣2.90億元按浮動利率計息且於一年內到期；及(ii)人民幣2.20億元按固定利率計息且於一年內到期。

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。

油價風險

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

集團中國營運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。

哈薩克斯坦附屬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附屬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。

集團資產質押

有抵押銀行貸款共計人民幣1.224億元以本集團的銀行存款約人民幣1.323億元作抵押。

僱員

於二零一四年十二月三十一日，本集團擁有2,131名僱員，其中1,783名位於中國(大陸和香港)，344名位於哈薩克斯坦，4名位於美國。

本集團僱員制度以市場為導向，薪酬計劃具競爭力。薪酬計劃及僱員制度會定期檢討。除養老金及內部培訓計劃外，我們根據個人貢獻的評估情況授予績效獎金及購股權。

本公司於二零零九年十一月二十日採納的股份獎勵酬金計劃，旨在為擔負重要職責的職位招攬及挽留最優秀的可用人員，並為僱員、董事及顧問提供額外獎勵。本公司原先預留6,072,870股普通股以預備該計劃。本公司已經承諾其在首次公開募股時，在該計劃下不再授予任何其他購股權。任何在首次公開募股前授出的購股權仍予以保留，遵循獎勵協議中的普通股歸屬及行使條款。原先為該計劃保留的總數4,422,000股股份已於首次公開募股時撤銷。

根據本公司股東於二零一零年十一月二十七日的會議決議，本公司根據上市規則第十七章的規定採用一項新的購股權計劃(以下簡稱「該計劃」)。

該計劃旨在由本公司向選定參與者授出購股權，作為彼等對本集團所作貢獻的獎勵或回報。

本公司董事可全權酌情邀請屬於下列類別參與者的任何人士接納購股權以認購股份：(i)本公司或任何附屬公司的僱員(全職)，包括任何執行董事；及(ii)本公司或任何附屬公司的任何非執行董事(包括獨立非執行董事)。

或有事項

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。

購股權計劃

取消已歸屬購股權

根據公司二零一零年十一月二十七日採納的購股權計劃(「計劃」)，公司於二零一一年九月二十日向公司部份員工授予購股權，允許持有人按照每股2.254港元的價格認購本公司共計112,048,000股每股面值0.001美元普通股(「二零一一授權」)。根據計劃和購股權協議相關條款，截至二零一四年十二月三十一日，其中共計5,987,200份購股權其後已經失效。

自二零一三年二月以來，已歸屬購股權的行權價格始終高於公司股票의 普遍市場價格，導致已歸屬購股權不再為有效激勵。因此，公司決定在現購股權持有人同意取消已歸屬購股權的前提下，向現購股權持有人提出以每股0.20港元的現金對價取消二零一一授權項下的已歸屬購股權。因此，於二零一四年三月二十一日，涉及65,358,066股股份的購股權已經被取消。

授予新購股權

二零一四年三月二十一日，公司根據計劃向151名合資格人士，包括公司的部分董事，主要股東和員工授予購股權，認購共計97,280,000股股份。購股權行權價為每股1.40港元，購股權有效期為自授予日起十年，且將於授權日後三或四年間歸屬。根據計劃和購股權協議相關條款，截至二零一四年十二月三十一日，其中涉及共計4,008,379股股份的購股權其後已經失效。

重大投資或資本資產的未來計劃及彼等於未來年度的預期資金來源

二零一四年下半年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衝擊，許多國際上大型及獨立的石油集團都已紛紛宣佈削減二零一五年度的工作量及預算。考慮到目前的情況，以及二零一五年度國際石油市場持續的動盪以及其所面臨的挑戰，本集團的管理層在開展各項業務時亦會謹慎行事，尤其是在與資本開支及／或投資等相關方面。

(ii) 截至二零一五年十二月三十一日止年度

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。

盡管環境充滿挑戰，本集團在加強管理和控制成本上取得了成就，以及執行二零一五年工作計劃中表現出了適應力。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2.322億桶油當量，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平方公里(增長7%)至613平方公里，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。基於桶油當量基礎計算，歸屬於集團的中澳項目淨2P天然氣儲量為5,740億立方英尺，相當於9,570萬桶油當量，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井在其初始測試原油產量為1,520桶／天(「桶／天」)。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)，完成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鑽井活動及中澳項目推遲一部分的工作計劃。二零一五年度，本集團的作業井總數為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。

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(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(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，但中國原油項目的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，隨著國家發改委發佈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元至人民幣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，並為本集團貢獻重大盈利能力及股東價值。

- **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。

截至二零一五年底，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經營環境，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，本公司美國業務沒有新的鑽井活動，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。

二零一六年指引

以下是本集團二零一六年度初步的指引：

	鑽井 數量	投資淨額 (總) (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⁾	基於二零一六年中澳 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	含油氣處理站及 2口開發井最後約 1,400萬美元的資本開支
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

財務業績

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於二零一五年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附屬公司，在二零一四年下半年將這兩個附屬公司處置，該兩個附屬公司二零一四年累計收入人民幣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。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。由於從二零一五年二月份開始新出口銷售協議生效，支付給Euro-Asian 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的人民幣9.284億元減少人民幣3.315億元或35.7%至二零一五年度的人民幣5.969億元。折舊、折耗及攤銷減少主要由於：(i)二零一五年銷量和產量的減少；(ii)二零一五年處置了兩個附屬公司(泛華和廟三)，這兩個附屬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)由二零一四年度的人民幣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。

• 中國

中華人民共和國財政部發佈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，自二零一五年一月一日生效。由於二零一五年度實現油價沒有超過65美元／桶，中國油田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平均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。

租金出口關稅

我們因出口石油而須繳付租金出口關稅，自二零一三年四月十四日起，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。其後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，該兩個附屬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；及(ii)二零一四年下半年我們處置了兩個附屬公司(泛華和廟三)，該兩個附屬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7.80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820萬元或6.6%至二零一五年度的人民幣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附屬公司，這兩個附屬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 Ltd.的交易成本人民幣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開採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1,670萬元，使其賬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，本集團錄得其他損失人民幣3.787億元，二零一四年度之其他收益為人民幣3.02億元。二零一五年度的其他虧損主要來自於：(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。二零一五年十二月三十一日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到期4億美元9.75%優先票據(「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。二零一五年度，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。該減少主要由於二零一五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%。

年內(虧損)/溢利淨額

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。

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2.98億元，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、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、壞賬損失人民幣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8,580萬元抵銷的除所得稅前虧損人民幣17.045億元。營運資金變動之現金變動包括貿易及其他應付款項減少人民幣2,950萬元、貿易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，處置附屬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。營運資金變動之現金變動包括貿易及其他應付款項減少人民幣1.405億元、貿易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3.188億元，處置附屬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，被處置附屬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，收取處置附屬公司押金人民幣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，融資活動所得現金淨額為人民幣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)股份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，融資活動所得現金淨額為人民幣5.419億元，主要原因有：(i)二零一四年四月發行二零一九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500萬元短期營運資金貸款，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)庫存股股息人民幣100萬元，同時被以下抵銷：(i)二零一四年六月份發放二零一三年度現金股利人民幣6,100萬元；(ii)二零一四年五月份用於償還二零一六優先票據人民幣24.656億元，償還建設銀

行短期銀行貸款人民幣1.25億元及長期營運資金貸款人民幣150萬元；(iii) 支付二零一六優先票據溢價款人民幣1.202億元；(iv) 支付購股權人民幣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) 支付諮詢公司對附屬公司投資權益的償付款人民幣4,460萬元，以及(vii) 股份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約人民幣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。

借款

借款的賬面值以下列貨幣計值：(i) 價值人民幣9,610萬元之借款以人民幣計值；及(ii) 價值人民幣48.580億元之借款以美元計值。

本集團有以下未提取的銀行融資：(i) 人民幣2.9億元，按浮動利率計息且於一年內到期；及(ii) 人民幣1.439億元，按固定利率計息且於一年內到期。

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

本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。

哈薩克斯坦附屬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附屬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。

集團資產質押

有抵押銀行貸款共計人民幣9,610萬元以本集團根據大安產品分成合同獲分配收取應佔收益的權利作抵押。本集團餘下的有抵押銀行貸款共計人民幣4.338億元以本集團的銀行存款約人民幣4.627億元作抵押。

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。

本公司於二零零九年十一月二十日採納的股份獎勵酬金計劃，旨在為擔負重要職責的職位招攬及挽留最優秀的可用人員，並為僱員、董事及顧問提供額外獎勵。本公司原先預留6,072,870股普通股以預備該計劃。本公司已經承諾其在首次公開募股時，在該計劃下不再授予任何其他購股權。任何在首次公開募股前授出的購股權仍予以保留，遵循獎勵協議中的普通股歸屬及行使條款。原先為該計劃保留的總數4,422,000股股份已於首次公開募股時撤銷。

根據本公司股東於二零一零年十一月二十七日的會議決議，本公司根據上市規則第十七章的規定採用一項新的購股權計劃(以下簡稱「該計劃」)。

該計劃旨在由本公司向選定參與者授出購股權，作為彼等對本集團所作貢獻的獎勵或回報。

本公司董事可全權酌情邀請屬於下列類別參與者的任何人士接納購股權以認購股份：(i)本公司或任何附屬公司的僱員(全職)，包括任何執行董事；及(ii)本公司或任何附屬公司的非執行董事(包括獨立非執行董事)。

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。本公司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。

重大投資或資本資產的未來計劃及各自於未來年度的預期資金來源

總而言之，國際原油價格自二零一四年下半年以來急劇下滑，無疑影響到世界各地的石油生產商。包括從獨立人士到國際大型石油公司在內的石油公司已宣佈進一步大幅削減來年的工作計劃及預算。因此，本集團繼續密切監測全球石油天然氣市場的發展，及時了解適合本集團長期發展及增長的具吸引力資產，而二零一六財務年度，本集團將維持降低資本開支、最低鑽井及工作量的策略，以及專注於經營效率及成本降低。

(iii) 截至二零一六年十二月三十一日止年度

業務回顧及前景

概覽

二零一六年是國際石油市場波動比較大的一年，油價在二月份大幅下跌，甚至跌至多年低點，然後在年底前又因受歐佩克減產協議預期的影響而不斷攀升，直至穩定在50美元／桶以上。原油價格的劇烈波動振蕩全球，導致了政府支出和私營部門投資的改變。

儘管環境充滿挑戰，本集團在加強管理和控制成本上取得了成就並在執行二零一六年工作計劃中展現出了應變能力。尤其是，我們中國區塊的採油成本降低了12.4%至8.31美元／桶並且產量也穩定在一個好於預期的遞減率上，哈薩克斯坦Emir-Oil項目的採油成本降低了38.5%至2.25美元／桶。二零一六年本集團合計完成鑽井2口，完鑽井數量和我們二零一六年度的指引一致，而雙方股東也一致同意推遲Emir-Oil油氣處理站（「油氣處理站」）的建設。截至二零一六年十二月三十一日，本集團的作業井總數為2,610口，其中2,605口井位於中國，5口井位於美國。在管理費用方面，本集團總人數從二零一五年底的約1,700人減少至二零一六年底的1,387人。

二零一六年本集團出售了亞洲天然氣能源有限公司全部股權以及Palaeontol B.V.（「PBV」）60%的權益，與此同時也收購了一家加拿大上市公司Journey Energy Inc. 37.4%的股份以及參股PetroBroad Copower Limited（「PetroBroad」）34%的權益，PetroBroad與中國海洋石油總公司（「中海油」）在中國南海合作開發一項產品分成項目。本集團收購及出售項目後，基於獨立技術顧問對於二零一六年底油氣儲量及資源量所做的評估，本集團證實＋概算（「2P」）油氣儲量為7,510萬桶油當量，相比二零一五年底降低45%。2P油氣儲量總量的降低很大程度上是因本集團的資產出售。

分區域業務運營回顧

- 中國業務區

原油項目（吉林省：大安、莫里青）

二零一六年，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二零一五年同期減少12.0%至14,031桶／天。歸屬於本集團的份額原油產量減少12.2%至5,872桶／天，符合二零一六年度日產5,600–6,300的指引。隨著全球原油價格的下跌，中國項目二零一六年平均實現油價較之二零一五年同期的46.65美元／桶下降21.3%至約36.73美元／桶。

基於公司策略性地縮減資本開支，中國項目在二零一六年沒有鑽取任何新井。側鑽水平井、油井轉注水井及地面工程部分所發生的淨資本開支為4百萬美元。

由於運輸費、人員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二零一五年的9.49美元／桶下降1.18美元／桶，或者12.4%至二零一六年的8.31美元／桶。

中國東北項目的EBITDA從二零一五年的31.66美元／桶下降9.21美元／桶，或者29.1%至二零一六年的22.45美元／桶。EBITDA下降的主要原因在於平均實現油價的下降，但直接採油成本的下降部分抵銷了油價的下跌。

• 哈薩克斯坦業務(*Emir-Oil*)

Emir-Oil 二零一六年11個月的日均原油作業總產量較之二零一五年減少2.5%至3,328桶／天，低於二零一六年度日產3,600–4,200桶／天的指引。Emir-Oil二零一六年前11個月的日均氣作業總產量降低5.0%至5,598千標準立方英尺／天，低於二零一六年度日產6,000–7,000千標準立方英尺／天的指引。

於二零一六年前11個月，Emir-Oil的平均實現油價為34.85美元／桶(二零一五年：43.95美元／桶)，其中出口原油佔總銷量的86%(二零一五年：88%)。出口原油平均實現價格為38.39美元／桶(二零一五年：48.41美元／桶)，而內銷原油平均實現價格為13.25美元／桶(二零一五年：12.02美元／桶)。Emir-Oil平均實現氣價為0.78美元／千標準立方英尺(二零一五年：0.95美元／千標準立方英尺)。

Emir-Oil的直接採油成本從二零一五年的3.66美元／桶下降了1.41美元／桶(或38.5%)至二零一六年前11個月的2.25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，堅戈貨幣貶值以及操作效率提高。

Emir-Oil原油出口銷售的EBITDA從二零一五年的2.00美元／桶增加8.74美元／桶(或437%)，至二零一六年前11個月的10.74美元／桶。Emir-Oil國內原油銷售的EBITDA從二零一五年的(5.29)美元／桶增加9.70美元／桶(或184%)，至二零一六年前11個月的4.42美元／桶。Emir-Oil的加權平均EBITDA從二零一五年的0.54美元／桶增加9.08美元／桶(或1681%)，至二零一六年前11個月的9.62美元／桶。每桶EBITDA的增加主要是由於稅項、銷售和管理費用及員工薪酬成本及採油成本的減少。

二零一六年度，Emir-Oil按勘探許可的要求完鑽2口勘探井，Dolinnoe-8和Yessen-3。兩口井的綜合錄顯示油氣，我們計劃在二零一七年對這兩口井進行測試。二零一六年度，Emir-Oil發生的總資本開支約為1,200萬美元，主要是完鑽2口井。雙方股東也一致同意推遲Emir-Oil油氣處理站的建設。

二零一七年一月份，Emir-Oil與哈薩克斯坦能源部簽署了將Aksaz-Dolinnoe-Emir-Kariman(「**ADEK**」)勘探合同延期三年至二零二零年一月九日

的協議。按勘探合同延期的條款，Emir-Oil需要鑽6口勘探井。基於ADEK區塊所有的豐富儲量及資源量，本集團樂見此次勘探合同的延期。

• 美國業務(Condor)及其他

於二零一六年，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 (「Condor」)在美國Niobrara項目共操作5口水平井。二零一六年Niobrara項目的日均原油和天然氣作業產量分別為53桶／天和81千標準立方英尺／天，淨產量分別為41桶／天和65千標準立方英尺／天，平均實現油價和氣價分別為37.77美元／桶和2.30美元／千標準立方英尺。

二零一七年指引

以下是本集團二零一七年度初步的指引：

	權益 (%)	鑽井 數量 (總)	集團資本 開支投資 淨額 (百萬美元)	淨產量	註釋
中國陸地項目 (大安、 莫里青)	90%	17	17	5,500-6,000桶／天	• 大安15口井 • 莫里青2口井
中國海上項目 (28/03區)	34%	-	-	-	
加拿大 (Journey Energy)	33.6%	14	-	3,394-3,528 桶油當量／天 (49%液)	
美國(Condor)	100%	-	-	30桶／天 50千立方英尺／天	
集團總計		31	17	8,932-9,566 桶油當量／天	

財務業績

本集團之管理層及股東於二零一六年六月二十日批准處置荷蘭PBV公司60%的權益。Emir-Oil，位於哈薩克斯坦，是PBV的100%全資附屬公司(統稱，「PBV集團」)。由於Emir-Oil代表哈薩克斯坦分部業務(為本集團主要業務範圍)，所以哈薩克斯坦業務於二零一六年十二月三十一日被視為一個處置集團和非持續經營業務。Emir-Oil哈薩克斯坦業務的經營業績視為期內非持續經營業務的虧損，未含在持續經營業績中。

持續經營

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技術服務。

本集團的油氣銷售收益，由二零一五財務年度人民幣7.135億元減少人民幣1.892億元或26.5%至二零一六財務年度人民幣5.243億元。

該減少主要是由於二零一六財務年度原油價格大幅下跌以及集團整體銷量的降低。二零一六財務年度平均實現油價為每桶36.74美元，較之於二零一五財務年度則為每桶46.6美元。二零一六財務年度原油總銷量為214萬桶，較之於二零一五財務年度則為246萬桶。

二零一六財務年度本集團來自於提供技術服務的收益為人民幣1,060萬元。

- 中國

我們的中國油田實現收益，由二零一五財務年度人民幣7.071億元減少至二零一六財務年度人民幣5.196億元。二零一六財務年度平均實現油價為每桶36.73美元，較之於二零一五財務年度為每桶46.65美元。二零一六財務年度，我們的銷量為212萬桶，較之於二零一五財務年度為244萬桶。

- 北美

二零一六財務年度，我們的北美油田實現原油銷售收益人民幣390萬元。平均實現油價為每桶37.77美元，銷量為15,328桶。二零一五財務年度，我們的北美油田實現原油銷售收益人民幣510萬元。二零一五財務年度，平均實現油價為每桶40.68美元，銷量為20,085桶。

二零一六財務年度，我們的北美業務實現天然氣銷售收益人民幣20萬元，實現天然氣價格為每千標準立方英尺2.30美元，天然氣總銷量為13,981千標準立方英尺。二零一五財務年度，天然氣銷售收益人民幣30萬元，實現天然氣價格為每千標準立方英尺2.61美元，天然氣總銷量為20,124千標準立方英尺。

折舊、耗損及攤銷

本集團的折舊、耗損及攤銷由二零一五財務年度人民幣5.202億元減少人民幣1.563億元或30.0%至二零一六財務年度為人民幣3.639億元。折舊、耗損及攤銷減少主要由於：(i)二零一六財務年度銷量和產量的減少；(ii)在二零一五年和二零一六年油氣資產分別計提減值人民幣7.638億元和人民幣1.533億元，減少了油氣資產的賬面淨值和應計提折舊的金額。

稅項(所得稅除外)

本集團的稅項(所得稅除外)由二零一五財務年度人民幣2,330萬元減少人民幣990萬元或42.5%至二零一六財務年度為人民幣1,340萬元。

中國

中華人民共和國財政部發佈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，自二零一五年一月一日生效。由於二零一六財務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。

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二零一五財務年度的人民幣1.438億元降低人民幣1,050萬元或7.3%至二零一六財務年度的人民幣1.333億元。員工薪酬成本減少主要由於：(i)二零一六財務年度員工總數減少導致工資、薪金及津貼減少人民幣450萬元；(ii)年底集團重新估算了股票增值權的公允價值，由於公司股票價格下跌，股票增值權減少人民幣1,120萬元。

採購，服務及其他費用

本集團的採購，服務及其他費用由二零一五財務年度的人民幣1.210億元降低人民幣1,540萬元或12.7%至二零一六財務年度的人民幣1.056億元。採購，服務及其他費用的減少主要由於二零一六財務年度產量和銷量的減少。

銷售費用

本集團的銷售費用由二零一五財務年度的人民幣2,050萬元減少人民幣230萬元或11.2%至二零一六財務年度的人民幣1,820萬元。銷售費用的減少主要由於二零一六財務年度銷量減少。

管理費用

本集團的管理費用由二零一五財務年度的人民幣9,920萬元減少人民幣3,150萬元或31.8%至二零一六財務年度的6,770萬元。管理費用的降低主要由於二零一五財務年度為潛在收購項目發生的顧問費人民幣990萬元，技術服務費人民幣760萬元和律師費人民幣450萬元。

減值損失

由於二零一六年全球石油價格大幅下跌，本集團確認：(i)關於在中國和北美的長期資產(包括礦區勘探權)減值損失分別為人民幣1.503億元和人民幣300萬元，根據使用價值計算的估計可收回金額反映其賬面值；(ii)對PetroBroad投資的減值損失總計人民幣8,130萬元。

其他(虧損)/收益

二零一六財務年度，本集團錄得其他收益人民幣2.978億元，二零一五年度之其他損失為人民幣4,790萬元。二零一六財務年度的其他收益主要來自於：(i)二零一六年七月處置亞洲天然氣的收益人民幣5.261億元；(ii)收購Journey利得人民幣2,980萬元；(iii)對長期賬齡及回收性小的應收賬款計提壞賬損失人民幣2.528億元；及(iv)石油套期保值損失人民幣1,960萬元。二零一五財務年度其他損失主要包括：(i)計提壞賬準備人民幣8,440萬元，(ii)收購Condor 20%股權的收益和Condor, PEDEVCO Corp及MIE Jurassic Energy Corporation債務重組利得人民幣2,940萬元。

淨財務收入/(成本)

本集團的財務收入由二零一五財務年度的人民幣1,960萬元減少人民幣210萬元或10.7%至二零一六財務年度的人民幣1,750萬元。

本集團的財務成本由二零一五財務年度的人民幣4.414億元減少人民幣3,740萬元或8.5%至二零一六財務年度的人民幣4.04億元。

享有聯營企業盈利份額

本集團持有二零一六年五月份購買的PetroBroad 34%的股權，二零一六年九月份購買的Journey 37.4%的股權，以及40.0% PBV的股權，(在二零一六年十一月份出售了PBV 60.0%的股權)。該股權投資在本集團按照聯營公司核算，二零一六年佔有聯營公司盈利份額為人民幣3,570萬元。

共同控制實體虧損份額

本集團於二零一六年七月份之前持有中澳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二零一五財務年度的人民幣2,660萬元降至二零一六年一月至七月的人民幣340萬元。此降幅主要由於中澳本期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

二零一六財務年度本集團的除所得稅前損失為人民幣4.58億元，相比較二零一五財務年度的除所得稅前損失為人民幣14.673億元。該降幅乃主要由於上述綜合因素的累計影響。

所得稅費用

二零一六財務年度本集團的所得稅費用為人民幣1.472億元，相比二零一五財務年度的所得稅抵免為人民幣1.211億元。該變動主要來源於(i)二零一四年處置泛華的收益的稅款及二零一六年處置亞洲天然氣的收益的稅款，分別為人民幣6,380萬元和人民幣5,410萬元；及(ii)二零一六年除所得稅前損失的增加。二零一六財務年度的實際稅率為-32%，而二零一五財務年度為8%。

年度持續經營損失

由於上述原因，我們二零一六年的淨損失是人民幣6.051億元，相比較二零一五年淨損失為人民幣13.461億元。

年度非持續經營損失

二零一六年本集團非持續經營淨損失為人民幣7.171億元，主要的淨損失來自於哈薩克斯坦，視為一個處置組和非持續經營業務，相較於二零一五年的淨損失為人民幣1.791億元。這個變動主要是由於(i)處置PBV 60%股權的虧損為人民幣3.587億元；(ii)二零一六年油氣資產和無形資產減值損失為人民幣3.356億元，相較於二零一五為人民幣2.339億元；及(iii)二零一五年度有人民幣8,500萬元匯兌差額收益，視為堅戈貶值的結果。

淨損失

基於上述事項，二零一六財務年度我們的淨損失為人民幣13.222億元，相比二零一五財務年度的淨損失為人民幣15.253億元。

流動資金及資本資源

概覽

本集團二零一六年的主要現金來源為投資活動產生的現金流量。

於二零一六年，本公司經營活動所用現金淨額為人民幣3.709億元，投資活動所得現金淨額為人民幣17.907億元，融資活動所用現金淨額為人民幣7.503億元，現金及現金等價物的外匯收益為人民幣3,240萬元，以及現金及現金等價物淨增加人民幣6.696億元。

經營活動所用／所得現金

截至二零一六年十二月三十一日止年度，經營活動所用現金淨額為人民幣3.709億元。截至二零一六年十二月三十一日止年度，本公司經營活動所用現金淨額包括除所得稅前虧損人民幣4.580億元，經調整折舊、耗損及攤銷人民幣3.639億元、淨利息開支人民幣3.626億元、計提壞賬準備人民幣2.528億元，來自於收購Journey的收益人民幣2,980萬元，員工購股權開支人民幣2,800萬元、聯營企業的投資虧損人民幣3,570萬元，匯兌損失人民幣2,390萬元，減值損失人民幣2.347億元，衍生金融工具損失人民幣1,960萬元，處置AGE利得人民幣5.261億元。營運資金變動包括應付及其他應付款項增加人民幣6,550萬元、應收及其他應收款項增加人民幣1.230億元、存貨增加人民幣460萬元、已付利息人民幣3.830億元及已付所得稅人民幣6,960萬元，終止經營所用現金淨額為人民幣8,110萬元。

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除所得稅前虧損人民幣14.673億元，經調整折舊、耗損及攤銷人民幣5.202億元、淨利息開支人民幣3.877億元，計提壞賬準備人民幣8,440萬元，員工購股權開支人民幣2,210萬元、佔對合營企業的投資損失人民幣2,660萬元，匯兌損失人民幣3,400萬元，減值損失人民幣7.650億元，對沖註銷的應付賬款的收益人民幣2,940萬元。營運資金變動包括應付及其他應付款項減少人民幣1.614億元、應收及其他應收款項減少人民幣2.986億元、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910萬元，終止經營所得現金淨額為人民幣1.922億元。

投資活動所得／所用現金

截至二零一六年十二月三十一日止年度，投資活動所得現金淨額為人民幣17.907億元，是由於附屬公司處置收益人民幣22.837億元，限制性用途資金減少人民幣4.626億元，獲得利息收入人民幣2,020萬元，被購買不動產、工廠及設備人民幣2,160萬元，金融資產增加人民幣9,640萬元，支付第三方借款和保證金人民幣3.750億元，投入／收購以權益法入賬的投資及貸款人民幣2.770億元，終止經營所用現金淨額為人民幣2.057億元抵銷。

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，是由於購買不動產、工廠及設備人民幣2.496億元，支付第三方保證金人民幣4,850萬元，投入／收購以權益法入賬的投資及貸款人民

幣1.861億元，限制性用途資金增加人民幣3.241億元，終止經營現金淨流出人民幣3.901億元，被處置收益人民幣4,520萬元，金融資產減少人民幣2,830萬元，利息收入人民幣6.5萬元抵銷。

融資活動所用／所得現金

截至二零一六年十二月三十一日止年度，融資活動所用的現金淨額為人民幣7.503億元，主要原因有：(i)償還貸款人民幣9.302億元，(ii)為股份獎勵計劃回購股份支付人民幣6,370萬元，(iii)支付回購及註銷二零一九優先票據人民幣1.107億元，(iv)額外取得附屬公司非控制性權益所支付的款項人民幣1.039億元，(v)其他相關融資費用支出等人民幣3,320萬元。被貸款融資人民幣4.915億元抵銷。

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2.980億元，主要原因有：(i)發行普通股籌集資金人民幣2億元，(ii)貸款融資人民幣5.128億元；被以下抵銷：(i)為股份獎勵計劃回購股份支付人民幣2,870萬元，(ii)償還貸款人民幣3.601億元，(iii)其他相關融資費用支出等人民幣2,590萬元。

於二零一六年十二月三十一日，本集團貸款和優先票據約人民幣46.906億元，比二零一五年十二月三十一日減少約人民幣2.635億元；其中，須於一年內償還之借款約人民幣1.040億元，比二零一五年十二月三十一日減少人民幣4.259億元。本集團的所有貸款和優先票據均以人民幣及美元計值。本集團的所有貸款和優先票據均為固定利率借款。本集團沒有為貸款和優先票據做套期保值。

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)自二零一五年十二月三十一日之68.2%增至二零一六年十二月三十一日的85.5%，主要是由於權益減少。

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)由二零一五年十二月三十一日的14.14增加至二零一六年十二月三十一日的16.56。

借款

借款的賬面值以下列貨幣計值：(i)價值人民幣1.04億元之借款以人民幣計值；及(ii)價值人民幣45.866億元之優先票據以美元計值。

本集團並無於一年內屆滿的未提取的銀行融資。

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。在二零一六年，本集團簽訂了原油套期保值合同來管理原油價格風險。

貨幣風險

本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。

哈薩克斯坦附屬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附屬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。

本集團現時並未從事旨在或意在管理外匯匯率風險的對沖活動。本集團將繼續監察外匯變動，以盡量保障本集團的現金價值。

集團資產質押

截止二零一六年十二月三十一日，本集團有銀行借款人民幣1.040億元，以本集團的應收賬款人民幣8,470萬元作為擔保。於二零一七年三月二十四日，本集團已全部償還該借款。

提供貸款

於二零一六年十二月十六日，本公司與Boston-Power, Inc., (「借款人」)訂立貸款協議，據此，本公司同意向借款人提供3,000萬美元之貸款，期限為六個月，利率為每年9%。於二零一六年十二月三十一日直至本通函日，借款人已提取3,000萬美元。該筆貸款通過借款人間接全資附屬公司50%的股權質押作為擔保。

該交易的詳情載於本公司日期為二零一六年十二月十九日的公告。

僱 員

於二零一六年十二月三十一日，本公司擁有1,387名僱員，當中1,371名在中國(大陸及香港)工作、11名在哈薩克斯坦工作以及5名在美國工作。而就僱員薪酬、薪酬政策及員工發展方面的資料與在二零一五年年報內所披露的並無重大變動。

本公司於二零零九年十一月二十日採納的股份獎勵酬金計劃，旨在為擔負重要職責的職位招攬及挽留最優秀的可用人員，並為僱員、董事及顧問提供額外獎勵。本公司原先預留6,072,870股普通股以預備該計劃。

根據本公司股東於二零一零年十一月二十七日的會議決議，本公司根據上市規則第十七章的規定採用一項新的購股權計劃。該計劃旨在由本公司向選定參與者授出購股權，作為彼等對本集團所作貢獻的獎勵或回報。

除為確認若干承授人的貢獻及給予彼等獎勵，旨在為本集團的持續經營及發展挽留彼等，以及為本集團的進一步發展吸引合適人員的上述酬金計劃及購股權計劃外，董事會於二零一五年一月六日議決採納二零一五年股份獎勵計劃。

或有事項

於二零零零年八月二十八日，MIE附屬公司與中國石油化工集團公司(「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。二零零零年，MIE在勝利油田開始試驗開發階段作業並鑽取乾井。該項目已自二零零四年末起被擱置。二零零五年四月，MIE附屬公司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附屬公司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附屬公司並未履行產品分成合同項下至少2百萬美元的投資承諾為由，要求終止產品分成合同。MIE附屬公司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。

重大投資或資本資產的未來計劃及各自於未來年度的預期資金來源

儘管近期油價回升，但本集團仍面臨重重挑戰。自二零一零年在香港進行首次公開發售以來，本集團與國際資本市場保持密切聯繫，為市場參與者創造回報。本集團深知，我們的債券持有人一直密切留意於二零一八年及二零一九年到期的兩種債券，而本集團將在二零一七年全力以赴，尋求本公司發展與資本結構優化之間的平衡。

業務回顧及前景

二零一七年上半年（「二零一七年上半年」或「本期間」），基於國際原油價格持續低位徘徊的經濟環境，MI能源控股有限公司（「本公司」）與其附屬公司並稱（「本集團」）繼續策略性地控制資本開支，提高經營效率。二零一七年上半年本集團的油氣作業產量、淨產量較之二零一六年同期均有較大幅度下滑。本集團的油氣作業產量較之二零一六年上半年（「二零一六年上半年」或「前期」）減少30.6%至約2.4百萬桶油當量（「桶油當量」），油氣淨產量較之前期減少45.9%至約1.0百萬桶油當量。本期間本集團的原油銷量較之前期減少40.9%至約1.0百萬桶，天然氣銷量減至9.6百萬標準立方英尺（「百萬標準立方英尺」）。二零一六年下半年本集團出售哈薩克斯坦的全資附屬公司Emir-oil LLP之60%股權後，本集團成為Emir-oil LLP之非控股股東，因此二零一七年上半年Emir-oil LLP的作業產量、淨產量、原油銷量等不再合併計入本集團對應項目。去除哈薩克斯坦項目的影響，本集團的作業產量、淨產量、原油銷量分別下降10.6%、8.0%及5.2%。本集團平均實現原油價格上升41.7%至47.1美元／桶，平均天然氣價格上升至4.68美元／千標準立方英尺。由於原油價格回升，導致二零一七年上半年實現的銷售收入較之前期增加46.6%至人民幣3.364億元。EBITDA錄得虧損人民幣2.368億元，虧損較之前期擴大人民幣7,750萬元。本期間經調整的EBITDA較之前期上升133.1%至約人民幣2.051億元。本期間本集團錄得淨虧損人民幣6.735億元。

以下是本集團截至二零一七年六月三十日止六個月發生的勘探、開發及生產活動的概要數據：

(人民幣百萬元)	勘探支出	開發支出	生產／ 經營支出
中國(大安、莫里青)	—	23	42
美國(Condor)	—	—	1
合計	—	23	43

本集團截至二零一七年六月三十日止六個月發生開發支出人民幣23百萬元，全部為中國境內項目支出；發生生產支出人民幣43百萬元，其中中國境內項目支出人民幣42百萬元，美國項目人民幣1百萬元。

中國業務(大安、莫里青、南海項目)

大安項目、莫里青項目二零一七全年計劃鑽井17口，其中：大安項目計劃鑽井15口，莫里青項目計劃鑽井2口，二零一七年上半年已完成鑽井9口。每日淨產量從二零一六年上半年6,029桶／日，下降7.28%至5,590桶／日，主要由於油藏的自然遞減。考慮到二零一六年上半年淨產量較二零一五年上半年的淨產量下降11.01%，二零一七年上半年淨產量遞減有所減緩。我們預測二零一七年中國境內項目全年淨產量將總體符合我們二零一七年產量預期。

南海項目區塊將委託中國海洋石油總公司(「中海油」)著手編制儲量報告和總體開發方案(「總體開發方案」)，為區塊的開發做準備，儲量報告已於今年七月份形成了初稿，總體開發方案已啟動編制，計劃於二零一八年十二月前完成。該區塊的成功開發，為本集團在海上油田的操作取得了很好的經驗。

美國業務(Condor)

本期間原油日平均產量30桶，比前期產量每日44桶，下降25.0%，天然氣日平均產量17千標準立方英尺，比前期58千立方英尺，下降70.7%。由於發動機故障導致2口井停井所致。

哈薩克斯坦業務(Emir-Oil)

二零一七年哈薩克斯坦Emir-Oil項目計劃鑽探井1口，截止二零一七年六月三十日結束時該探井處於方案準備階段，計劃二零一七年下半年實施。隨著油價的回升，在二零一七年上半年恢復生產油井3口，生產井共計17口。

加拿大業務(Journey)

二零一七年Journey Energy Inc.計劃鑽井14口，二零一七年上半年完成鑽井4口，產量每天10,194桶，相較於前期每天8,640桶，產量上升了18%。二零一七年上半年本集團在該項目下產生投資收益人民幣10.9百萬元。

總體而言，截止二零一七年六月末本集團主要油田項目均位於中國東北，中國東北油田項目所貢獻的自由現金流對於支持其他項目至關重要。二零一七年上半年通過吸納一些先進的新技術以及優化傳統的鑽井技術，我們在中國東北的油田項目依然保持著較高的產量水平。在哈薩克斯坦，本集團作為Emir-Oil LLP合資公司重要參股方，我們也在積極推進新井的建設以進一步釋放其產能。

作為重建資產組合及為投資者創造價值的策略的一部分，在油價徘徊低位之際，本集團持續評估在全球範圍內的戰略投資機會，尤其為加拿大豐富的油氣資源及成熟的能源產業所吸引。

本集團於二零一七年六月九日公布特別重大收購公告，擬收購一家加拿大公司CQ Energy Canada Partnership (以下稱「CQ公司」) 100%合夥權益，收購對價為722,000,000加元，相當於約4,176,336,800港元。對價約為2.1加元／桶油當量(企業價值／2P)，即對價除以已證實儲量及概算儲量之和。

CQ公司在加拿大的阿爾伯塔、薩斯喀徹溫省、馬尼托巴省、安大略省及英屬哥倫比亞省的加拿大西部沖積及威利斯頓盆地擁有多元化的生產基地、資源及基建業務組合。CQ公司亦於其所有主要資產中擁有最高作業權益，其業務組合亦包括於活躍礦區(包括Ferrier、Hanlan、CarrotCreek及Wildcat Hills)的中游基建資產。CQ公司目前擁有11個主要設施(包括3個脫硫氣體處理廠及8個含硫氣體處理廠)，淨產能為每日630百萬標準立方英尺。截至2017年6月6日，CQ公司擁有總佔地面積為3,492,600英畝(或淨佔地面積為2,200,814英畝)的油氣區塊，並享有區塊內與油氣儲量相關的資產及財產的67%平均作業權益(平均所有權百分比)。

CQ公司的天然氣資源生產遞減率低、生產年限長的資產基礎產品及有基礎設施。其擁有的大量尚未開發土地具備潛在的增長能力。另外，CQ公司的多產資產即使在當前石油和天然氣價格環境下也能夠產生正的EBITDA／淨回報。其大部分資產為天然氣資產，低油價對收入的影響十分有限，隨著加拿大西部的天然氣出口項目的增多，未來增長潛力可期。該收購將為本集團提供一個清晰的方向，增強本集團在加拿大開發天然氣資源的能力，並且為本集團帶來優勢，可更有效參與迅速拓展之加拿大天然氣資源勘探及開發項目。

本次收購對價將由本集團的內部資源、債務或股權融資以及發行可換股優先股來募集。

有關進一步詳情，請參閱本公司日期為二零一七年六月九日的公告。

二零一七年展望

石油輸出國組織(「歐佩克」)、美國頁岩氣和非歐佩克供應商的高產量創造了前所未有的全球過剩，導致二零一四年以來的油價大幅下挫，並長期在低位徘徊。二零一七年上半年West Texas Intermediate (「WTI」)油價一直在每桶42到52美元的範圍內徘徊。隨著歐佩克國家原油減產持續，原油價格、油氣行業和全球經濟有望在二零一七年下半年適度回升，但美國頁岩氣產量及開工鑽機數量再次開始回升使得全球石油價格仍然存在高度的不確定性和潛在的波動。在這樣一個具有挑戰性的宏觀環境下經營時，二零一七年本集團側重於保持靈活性的能力，並迅速作出反應。

伴隨著收購CQ公司的工作推進，我們在加拿大開發天然氣的能力也將進一步得到提升。下半年成功完成對CQ公司的收購後，CQ公司財務報表將並入本集團綜合財務報表，CQ公司將成為本集團的重要組成部分，增強本集團財務穩定性和實力。預計二零一七年下半年本集團總體收入及EBITDA將有大幅度提高，同時本集團來自海外項目的收入將顯著增長。未來本集團的業務結構、人員構成、管理方式將更加國際化，有利於本集團擴大其全球業務，開發更加平衡和多樣化的石油和天然氣業務組合，擴大我們的運營能力，並提升我們作為國際能源公司的形象。

經營業績回顧

截至二零一七年六月三十日止六個月與截至二零一六年六月三十日止六個月的比較

收益

本集團的收益由截至二零一六年六月三十日止六個月的人民幣2.294億元增加人民幣1.07億元或46.6%至截至二零一七年六月三十日止六個月的人民幣3.364億元。

該增加主要是由於原油價格較同期增加。已實現平均油價在截至二零一七年六月三十日止六個月為每桶47.10美元，而截至二零一六年六月三十日止六個月為每桶32.16美元。

- 中國

於截至二零一七年六月三十日止六個月，我們的中國油田實現收益人民幣3.346億元，包括來自石油銷售、燃氣銷售及服務的收入分別為人民幣3.326億元、人民幣40萬元及人民幣160萬元。

截至二零一七年六月三十日止六個月，已實現平均油價為每桶47.10美元，而截至二零一六年六月三十日止六個月為每桶32.15美元。截至二零一七年六月三十日止六個月，我們的銷量為103萬桶，而截至二零一六年六月三十日止六個月為108萬桶。

- 北美

本期間北美油田實現石油銷售收益人民幣175.5萬元，已實現平均油價為北美每桶46.85美元，銷量為5,461桶。截至二零一六年六月三十日止六個月，北美油田實現原油銷售收益人民幣180萬元，已實現平均油價為每桶33.75美元，銷量為7,991桶。

截至二零一七年六月三十日止六個月北美業務實現燃氣銷售收益人民幣28,400元，已實現燃氣價格為每千標準立方英尺4.68美元，燃氣銷售總量為886千標準立方英尺。截至二零一六年六月三十日止六個月實現燃氣銷售收益人民幣49,700元，已實現燃氣價格為每千標準立方英尺1.51美元，燃氣銷售總量為5,038千標準立方英尺。

經營支出

- 折舊、耗損及攤銷。本集團的折舊、耗損及攤銷由截至二零一六年六月三十日止六個月人民幣1.579億元增加人民幣1,900萬元或12.0%至截至二零一七年六月三十日止六個月期間人民幣1.769億元。折舊、耗損及攤銷

增加主要由於：截至二零一六年六月三十日止六個月利雅得能源公司(「利雅得」)資產和負債劃分為「持有待售」，利雅得不動產、工廠及設備和無形資產沒有計提折舊、耗損和攤銷。

- **稅項(所得稅除外)**。本集團的稅項(所得稅除外)由截至二零一六年六月三十日止六個月人民幣650萬元增加人民幣140萬元或21.5%至截至二零一七年六月三十日止六個月人民幣790萬元。下表列示了截至二零一七年及二零一六年六月三十日止六個月的稅項(所得稅除外)：

	截至六月三十日止六個月	
	二零一七年	二零一六年
	人民幣千元	人民幣千元
中國		
城建稅及教育附加費	1,755	1,196
其他	43	50
	<u>1,798</u>	<u>1,246</u>
公司及其他分部		
代扣代繳稅及其他	<u>6,137</u>	<u>5,278</u>
	<u>7,935</u>	<u>6,524</u>

中國

中華人民共和國財政部(「財政部」)決定提高石油特別收益金徵稅的稅基從55美金／桶到65美金／桶，自二零一五年一月一日生效。由於本期間實現油價沒有超過每桶65美金，沒有石油特別收益金。

公司和其他分部

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截至二零一六年六月三十日止六個月人民幣6,340萬元減少人民幣270萬元或4.3%至截至二零一七年六月三十日止六個月人民幣6,070萬元。員工薪酬成本減少主要由於截至二零一七年六月三十日止六個月內員工總數減少。

- **採購、服務及其他支出。**本公司的採購、服務及其他支出由截至二零一六年六月三十日止六個月的人民幣4,870萬元減少人民幣480萬元或9.9%至截至二零一七年六月三十日止六個月的人民幣4,390萬元。採購、服務及其他支出減少主要是：(i)由於本期間產量和銷量的減少；及(ii)本集團執行了嚴格的成本控制措施。
- **銷售及管理費用。**本集團的銷售及管理費用由截至二零一六年六月三十日止六個月人民幣3,740萬元增加人民幣1,860萬元或49.7%至截至二零一七年六月三十日止六個月人民幣5,600萬元。銷售及管理費用的增加主要由於收購CQ公司產生的相關費用人民幣1,830萬元。
- **減值。**截至二零一七年六月三十日止六個月，本集團對博道長和石油有限公司(「博道長和」)投資計提了減值準備人民幣340萬元，相比截至二零一六年六月三十日六個月的減值總額人民幣1.961億元，減少人民幣1.927億元，或98.3%，主要由於：(i)截至二零一六年六月三十日止六個月，全球油價較低，對中國和北美長期資產(包括採礦權)分別計提了人民幣1.502億元和人民幣300萬元的減值準備，基於使用價值計算，其賬面價值體現預計可回收金額；及(ii)截至二零一六年六月三十日止六個月對博道長和投資減值人民幣4,290萬元。
- **其他損失淨值。**截至二零一七年六月三十日止六個月，本集團之其他損失淨值為人民幣4.120億元，截至二零一六年六月三十日止六個月則為其他收入人民幣3,370萬元。截至二零一七年六月三十日止六個月其他虧損主要來自於：(i)對於長賬齡以及回收可能性較低的應收款計提準備人民幣4.220億元；及(ii)處置可供出售金融資產產生的損失人民幣2,220萬元；部分被以下抵銷：(i)衍生金融工具的公允價值利得人民幣2,080萬元；及(ii)稅務局返還人民幣720萬元。

財務費用淨額

本集團財務費用淨額由截至二零一六年六月三十日止六個月人民幣1.705億元增加人民幣2,750萬元或16.1%至截至二零一七年六月三十日止六個月人民幣1.979億元。財務費用增加主要來自於：(i)環球石油(「環球」)應收款攤銷費用人民幣2,440萬元，相比截至二零一六年六月三十日六個月負的攤銷費用人民幣710萬元；(ii)海峽石油貸款產生的融資費用人民幣630萬元；(iii)

華融貸款產生的攤銷費用人民幣60萬元；部分被匯兌收益增加至人民幣1,480萬元抵銷。財務收益截至二零一七年六月三十日六個月為人民幣2,180萬元，截至二零一六年六月三十日六個月為人民幣1,090萬元。

聯營企業的投資損失

二零一七年六月三十日，本集團分別持有博道長和34%的股份，Journey Energy Inc. (「Journey」) 32.13%的股份，PBV 40%的股份，這些投資被視為本集團的聯營企業投資。截至二零一七年六月三十日六個月本集團享有的利潤份額為人民幣1,090萬元。

除所得稅前虧損

本集團的除所得稅前虧損由截至二零一六年六月三十日止六個月期間的人民幣4.877億元增加人民幣1.239億元或25.4%至截至二零一七年六月三十日止六個月除所得稅稅前虧損人民幣6.116億元。該增加乃主要由於上述因素的累計影響。

所得稅費用

截至二零一七年六月三十日止六個月期間，本集團的所得稅費用為人民幣6,200萬元，相比截至二零一六年六月三十日止六個月的所得稅費用為人民幣6,660萬元，減少人民幣460萬元，或6.9%。截至二零一七年六月三十日止六個月的實際稅率為-10%，相比截至二零一六年六月三十日止六個月期間的實際稅率為-14%。

本期虧損

本集團虧損由截至二零一六年六月三十日止六個月的人民幣13.992億元減少人民幣7.257億元或51.9%至截至二零一七年六月三十日止六個月的人民幣6.735億元。該減少主要由於截至二零一六年六月三十日止六個月包含了來自於終止經營的損失人民幣8.449億元以及上述綜合因素的影響。

EBITDA及經調整EBITDA

我們已提供EBITDA及經調整EBITDA與本期間虧損的對賬，本期間虧損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、財務費用、所得稅及折舊、耗損及攤銷前盈利。經調整EBITDA指對EBITDA進行調整以扣除非現金及非經常性項目，如股份酬金支出、資產減值損失，衍生金融工具的公允價值(利得)/損失、計提壞賬準備、地質及地球物理費用、公司間貸款的代扣代繳稅，清理債務利得、處置可供出售金融資產產生的損失以及任何其他非現金及非經常性收入/支出。

我們提供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不可獨立於經營利潤或任何其他表現計量予以考慮，亦不可詮釋為經營利潤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支出。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(僅指持續經營)於各期間之除所得稅前損失的對賬。

	截至六月三十日止六個月	
	二零一七年	二零一六年
	人民幣千元	人民幣千元
除所得稅前損失	(611,558)	(487,714)
財務收入	(21,756)	(10,895)
財務費用	219,676	181,436
折舊、折耗及攤銷	176,872	157,918
EBITDA	<u>(236,766)</u>	<u>(159,255)</u>
購股權計劃下僱員服務成本	13,122	9,282
減值	3,430	196,154
衍生金融工具公允價值(利得)/損失	(20,802)	12,251
地質及地球物理	—	1,227
代扣代繳稅	6,137	5,278
計提壞賬準備	422,005	23,040
處置可供出售金融資產產生的虧損	22,190	—
其他	(4,249)	—
經調整EBITDA	<u>205,067</u>	<u>87,977</u>

本集團的EBITDA由截至二零一六年六月三十日止六個月的約人民幣負1.593億元減少約人民幣7,750萬元或48.7%至截至二零一七年六月三十日止六個月的約人民幣負2.368億元。該減少主要是由：(i)銷量降低；(ii)截至二零一六年六月三十日止六個月計提壞賬準備人民幣4.220億元；(iii)處置可供出售金融資產產生的損失人民幣2,220萬元；及(iv)二零一六年十二月九

日新發員工期權和股份獎勵使得員工購股權成本增加了人民幣380萬元；被以下抵銷：(i)實現油價上漲；(ii)減值相比二零一六年上半年減值減少人民幣1.928億元；以及(iii)衍生金融工具的公允價值利得人民幣2,080萬元。

本集團的經調整EBITDA由截至二零一六年六月三十日止六個月的約人民幣8,800萬元增加約人民幣1.171億元或133.1%至截至二零一七年六月三十日止六個月的約人民幣2.051億元。經調整EBITDA增加亦主要由於：(i)實現油價的上漲致使收入增加人民幣1.070億元；以及(ii)享有按權益法入賬的投資的利潤份額增加人民幣1,370萬元。

截至二零一六年及二零一七年六月三十日止六個月，本集團按經營分部而細列的EBITDA及經調整EBITDA如下所示：

	截至二零一七年六月三十日止六個月期間			
	中國 人民幣千元	北美 人民幣千元	公司 人民幣千元	合計 人民幣千元
除所得稅前損失	(7,953)	9,473	(613,078)	(611,558)
財務收入	(230)	(5)	(21,521)	(21,756)
財務費用	34,070	(13,391)	198,997	219,676
折舊、折耗及攤銷	175,905	878	89	176,872
EBITDA	201,792	(3,045)	(435,513)	(236,766)
購股權計劃下僱員				
服務成本	2,310	—	10,812	13,122
減值	—	—	3,430	3,430
衍生金融工具的公允				
價值利得	—	—	(20,802)	(20,802)
代扣代繳稅	—	190	5,947	6,137
壞賬準備	40,363	—	381,642	422,005
處置可供出售				
金融資產				
產生的虧損	—	—	22,190	22,190
其他	(2,719)	—	(1,530)	(4,249)
經調整EBITDA	241,746	(2,855)	(33,824)	205,067

截至二零一六年六月三十日止六個月期間				
	中國	北美	公司	合計
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
除所得稅前損失	(183,632)	(4,840)	(299,242)	(487,714)
財務收入	(591)	(2,665)	(7,639)	(10,895)
財務費用	10,917	7	170,512	181,436
折舊、折耗及攤銷	155,922	1,770	226	157,918
EBITDA	(17,384)	(5,728)	(136,143)	(159,255)
購股權計劃下僱員				
服務成本	1,643	—	7,639	9,282
減值	150,245	3,030	42,879	196,154
衍生金融工具的公允				
價值損失	—	—	12,251	12,251
地質及地球物理	—	—	1,227	1,227
代扣代繳稅	—	—	5,278	5,278
計提壞賬準備	—	—	23,040	23,040
經調整EBITDA	134,504	(2,698)	(43,829)	87,977

流動性及資本來源

概覽

我們截至二零一七年六月三十日止六個月的的主要現金來源為籌資活動產生的現金。

於二零一七年上半年，我們經營活動產生的現金淨額為人民幣5,300萬元，投資活動使用的現金淨額為人民幣6.422億元，融資活動產生的現金淨額為人民幣8.616億元及外幣換算損失為人民幣2,020萬元，令現金及現金等價物較截至二零一六年十二月三十一日之現金結餘人民幣9.050億元錄得人民幣2.522億元的淨增加。

經營活動產生／(使用)的現金

截至二零一七年六月三十日止六個月，經營活動產生的現金淨額為人民幣5,300萬元。於二零一七年上半年，我們經營活動所用的現金淨額包括除所得稅前損失人民幣6.116億元，並就包括折舊、耗損及攤銷人民幣1.769億元、淨利息開支人民幣2.127億元、未變現外匯收益人民幣1,480萬元、資

產減值損失人民幣340萬元、衍生金融工具的公允價值變動利得人民幣2,080萬元、購股權計劃下僱員服務成本人民幣1,310萬元、處置可供出售金融資產產生的損失人民幣2,220萬元、享有按權益法入賬的投資的利潤份額人民幣1,090萬元、計提壞賬準備人民幣4.220億元及其他人民幣420萬元等在內的項目作出調整。截至二零一七年六月三十日止六個月營運資金變動帶來的現金變動包括貿易及其他應收款項減少人民幣4,460萬元、貿易及其他應付款項減少人民幣1,120萬元及存貨減少人民幣290萬元、已付利息人民幣1.712億元及已付所得稅人民幣20萬元。

截至二零一六年六月三十日止六個月期間，經營活動使用的現金淨額為人民幣2.237億元。於二零一六年上半年，本公司經營活動所用的現金淨額包括除所得稅前損失人民幣4.877億元，並就包括折舊、耗損及攤銷人民幣1.579億元、淨利息開支人民幣1.630億元、未變現外匯虧損人民幣760萬元，資產減值損失人民幣1.962億元，以及衍生金融工具的公允價值變動損失人民幣1,230萬元，購股權計劃下僱員服務成本人民幣930萬元及享有按權益法入賬的投資的虧損份額人民幣280萬元，計提壞賬準備人民幣2,300萬元等在內的項目作出調整。截至二零一六年六月三十日止六個月營運資金變動帶來的現金變動包括貿易及其他應收款項增加人民幣1.125億元、貿易及其他應付款項減少人民幣310萬元及存貨增加人民幣660萬元、已付利息人民幣1.895億元、已付所得稅人民幣550萬元及終止經營業務活動產生的現金人民幣910萬元。

投資活動(所用)／產生的現金

截至二零一七年六月三十日止六個月，投資活動使用的現金淨額為人民幣6.422億元，主要為(i)購買不動產、工廠及設備人民幣3,840萬元；(ii)投入／收購以權益法入賬的投資及貸款人民幣2,400萬元；(iii)投資可供出售金融資產產生的淨現金流人民幣1.152億元；(iv)受限制銀行存款的增加人民幣4,490萬元；(v)支付第三方借款和保證金人民幣1.042億元；(vi)收購交易的保證金人民幣3.650億元，及(vii)其他投資支付的現金人民幣4,120萬元，被收到處置衍生金融工具款項人民幣9,070萬元所抵銷。

截至二零一六年六月三十日止六個月，投資活動產生的現金淨額為人民幣6.253億元，主要為(i)購買不動產、工廠及設備人民幣3,770萬元；(ii)收購以權益法入賬的聯營企業的投資人民幣4,350萬元；(iii)投資可供出售金融資產產生的淨現金流人民幣300萬元；(iv)對以權益法入賬的投資的借款

人民幣1,300萬元；(v)收購子公司非控制性權益人民幣9,050萬元；(vi)投資衍生金融工具產生的淨現金流人民幣9,730萬元；及(vii)終止經營業務活動使用的現金淨額人民幣1.186億元，被(i)受限制銀行存款的減少人民幣4.129億元；(ii)收到處置子公司款項人民幣5.958億元；及(iii)已收利息人民幣2,020萬元所抵銷。

融資活動產生／(所用)的現金

截至二零一七年六月三十日止六個月，融資活動產生的現金淨額為人民幣8.616億元，是由於借款所得款項人民幣11.621億元被償還借款人民幣3.005億元抵銷所致。

截至二零一六年六月三十日止六個月，融資活動支付的現金淨額為人民幣1.067億元，是由於借款所得款項人民幣4.815億元被(i)回購並注銷二零一九優先票據人民幣1.107億元；(ii)償還借款人民幣4.632億元；及(iii)支付借款安排費及相關費用人民幣1,430萬元抵銷所致。

於二零一七年六月三十日，本集團貸款和優先票據約人民幣54.710億元，比二零一六年十二月三十一日增加人民幣7.804億元；其中，須於一年內償還之借款約人民幣13.418億元，比二零一六年十二月三十一日增加人民幣12.378億元。

本公司的負債比率(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)自二零一六年十二月三十一日之85.5%增加至二零一七年六月三十日的99.4%。

本集團借款總額對經調整EBITDA比率(定義為將借款總額除以經調整EBITDA)由二零一六年十二月三十一日的16.56下降至二零一七年六月三十日的13.34(年度化)。

借款

本集團的所有貸款和優先票據均以美元計值。本集團的所有貸款和優先票據均為固定利率借款。本集團沒有為貸款和優先票據做套期保值。本集團無未提款授信額度。

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。在二零一七年上半年，本集團簽訂了原油套期保值合同來管理原油價格風險。

貨幣風險

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

本集團現時並未從事旨在或意在管理外匯匯率風險的對沖活動。本集團將繼續監察外匯變動，以盡量保障本集團的現金價值。

集團資產質押

於二零一七年六月三十日，本集團有合計1.47億美元的定期貸款，本公司作為擔保人。該貸款由戈壁能源公司(本公司之全資子公司)在託管賬戶的保證金、全部已發行股本的股份以及本集團獲得其在大安產品分成合同下分配的收入份額的權利以及產品分成權益作為擔保。截至二零一七年六月三十日，戈壁能源已提取所有額度下的金額，保證金額為6.6百萬美元(等價於人民幣44.9百萬元)。

僱員

於二零一七年六月三十日，本公司擁有1,373名僱員，當中1,371名位於中國(大陸及香港)以及2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二零一六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。

C. 債務聲明

於二零一七年七月三十一日(即就確定本債務聲明所載資料而言的最後實際可行日期)營業時間結束時，本集團有尚未償還借款約人民幣42.679億元，包括有抵押金融機構貸款約人民幣9.689億元及賬面值為人民幣32.990億元的計息票據，其中人民幣12.124億元將於二零一七年七月三十一日起計一年內到期。金融機構貸款共計人民幣9.689億元以本集團於各貸款協定期間根據位於中國東北地區大安油田的大安產品分成合同(「**產品分成合同**」)獲分配收取收益的權利作抵押。

除本通函前述或其他部分披露者以及於正常業務過程中的集團內公司間負債及一般貿易應付款項外，於二零一七年七月三十一日營業時間結束時，本集團並無已發行及發行在外或同意發行的任何其他貸款資本、銀行透支、貸款或其他類似債項、承兌負債或承兌信貸、債權證、按揭、押記、融資租賃承擔、擔保或其他或然負債。

D. 營運資金聲明

董事認為，經計及經擴大集團的現時可用財務資源，包括內部產生資金、手頭現金及現金等價物、收購事項的現金流量影響、現時可得到的其他未提取融資額度人民幣16.548億元，並視乎以下各項而定：

- (i) Gastown及Mercuria認購可換股優先股的所得款項204,000,000加元；
- (ii) 銀行財團將提供的已承諾高級有擔保循環信貸額度190,000,000加元；及
- (iii) 中國華融資產管理股份有限公司的一家附屬公司將提供的100,000,000美元已承諾定期貸款額度，

且預期此等款項於交割前可得，於無不可預見情況下，經擴大集團自本通函日期起至少未來十二個月有充足營運資金用於業務。

E. 本集團的財務及貿易前景

歐佩克、美國頁岩油和非歐佩克供應商之高產量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下跌，油價最終於二零一六年二月跌至多年低點，然後在二零一六年年底又因受歐佩克減產協議預期的影響而不斷攀升，直至穩定在50美元／桶以上。隨著歐佩克持續穩定減產，石油及天然氣行業以及全球經濟預期於二零一七年適度復甦。然而，油價於二零一七年最近溫和復甦，美國頁岩油又再開始增產，這可能導致歐佩克再次努力增產，以重新贏得市場份額，從而驅使油價再次下跌。因此，全球油價仍然高度存在不明朗及潛在波動因素。宏觀環境充滿挑戰，本集團專注即時回應相關急劇變動的靈活能力。二零一六年儘管宏觀環境充滿挑戰，我們仍在加強管理和控制成本上取得了成就。尤其是，我們中國區塊的採油成本降低了12.4%至8.31美元／桶，哈薩克斯坦Emir-Oil項目的採油成本降低了38.4%至2.25美元／桶。在管理費用方面，本集團總人數從二零一五年底的1,684人減少至二零一六年底的1,387人。二零一七年，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。

同時，目標公司對提升本集團的財務穩定性及實力尤為重要。目標公司的高產資產即使在目前充滿挑戰的石油及天然氣價格環境中仍一直能夠產生正面的EBITDA／淨回值，而目標公司有能力和透過其自有的現金流量及融資能力自行撥付其未來資本開支。目標公司的大部分資產屬天然氣資產及油價低企對收入的影響有限。憑藉開始於美國勘探天然氣及加拿大西部持續進行的天然氣出口項目，目標公司將享受北美地區天然氣價格上升的增值潛力。目標公司的未來增長潛力可觀，原因是其擁有大規模的多元化生產資產、基礎設施及未開發的土地(約760,000淨英畝)，這提供了寶貴的可選性及擴張機會。此外，是次收購因提供成熟、穩定及技術先進的加拿大石油及天然氣行業的重要地位，將讓本集團拓寬其全球業務，發展更為平衡的油氣業務組合，擴展作業能力，並提升其作為國際能源公司的形象。

F. 重大不利變動

於最後實際可行日期，就董事所知本集團財務或貿易狀況自二零一六年十二月三十一日(即本公司最近期已刊發經審核綜合財務報表的編製日期)以來概無任何重大不利變動。

以下第II-1至II-3頁為本公司申報會計師PricewaterhouseCoopers LLP(加拿大特許專業會計師)發出的報告全文，以供收錄於本通函。



致MI能源控股有限公司列位董事就歷史財務資料出具的會計師報告

序言

本所(以下簡稱「我們」)謹此就CQ Energy Canada Partnership(「目標公司」)及其附屬公司(統稱為「目標集團」)的歷史財務資料作出報告(載於第II-4至II-31頁)，此等歷史財務資料包括於二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日和二零一七年三月三十一日的合併及合夥資產負債報表以及截至二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日止年度各年及截至二零一七年三月三十一日止三個月(「業績紀錄期」)的合併淨虧損及綜合虧損表、合併合夥人權益變動表和合併現金流量表，以及主要會計政策概要及其他附註解釋資料(統稱為「歷史財務資料」)。第II-4至II-31頁所載的歷史財務資料為本報告的組成部分，其擬備以供收錄於MI能源控股有限公司(「貴公司」)就 貴公司擬收購目標公司而刊發日期為二零一七年九月七日的通函(「通函」)內。

董事就歷史財務資料須承擔的責任

貴公司董事須負責根據歷史財務資料附註1(b)所載的擬備基準擬備真實而中肯的歷史財務資料，並對其認為為使歷史財務資料的擬備不存在由於欺詐或錯誤而導致的重大錯誤陳述所必需的內部控制負責。

本報告的歷史財務資料是由 貴公司董事負責根據目標集團有關業績紀錄期的以前已發佈財務報表及管理賬目擬備(「歷史財務報表」)。目標公司董事須負責根據國際會計準則理事會頒佈的國際財務報告準則(「國際財務報告準則」)編製及中肯地列報歷史財務報表，並對其認為為使歷史財務報表的擬備不存在由於欺詐或錯誤而導致的重大錯誤陳述所必需的內部控制負責。

PricewaterhouseCoopers LLP, Canada
Suncor Energy Centre, 111 5th Avenue SW, Suite 3100, East Tower, Calgary, Alberta, Canada T2P 5L3
電話：+1 403 509 7500，傳真：+1 403 781 1825，www.pwc.com/ca

申報會計師的責任

我們的責任是對歷史財務資料發表意見，並將我們的意見向閣下報告。我們已按照香港會計師公會（「會計師公會」）頒佈的香港投資通函呈報準則第200號，投資通函內就歷史財務資料出具的會計師報告執行我們的工作。該準則要求我們遵守道德規範，並規劃及執行工作以對歷史財務資料是否不存在任何重大錯誤陳述獲取合理保證。

我們的工作涉及執执行程序以獲取有關歷史財務資料所載金額及披露的證據。所選擇的程序取決於申報會計師的判斷，包括評估由於欺詐或錯誤而導致歷史財務資料存在重大錯誤陳述的風險。在評估該等風險時，申報會計師考慮與該實體根據歷史財務資料附註1(b)所載的擬備基準擬備真實而中肯的歷史財務資料相關的內部控制，以設計適當的程序，但目的並非對該實體內部控制的有效性發表意見。我們的工作亦包括評價董事所採用會計政策的恰當性及作出會計估計的合理性，以及評價歷史財務資料的整體列報方式。

我們相信，我們獲取的證據是充分、適當的，為發表意見提供了基礎。

意見

我們認為，就本會計師報告而言，此等歷史財務資料已根據歷史財務資料附註1(b)所載的擬備基準，真實而中肯地反映目標公司於二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日和二零一七年三月三十一日的財務狀況和目標集團於二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日及二零一七年三月三十一日的合併財務狀況，以及目標集團於業績紀錄期的合併財務表現及合併現金流量。

審閱追加期間的比較財務資料

我們已審閱目標集團追加期間的比較財務資料，此等財務資料包括截至二零一六年三月三十一日止三個月的合併淨虧損及綜合虧損表、合夥人權益變動表和現金流量表，以及其他解釋資料（「追加期間的比較財務資料」）。貴公司董事須負責根據歷史財務資料附註1(b)所載的擬備基準，擬備及列報追加期間的比較財務資料。我們的責任是根據我們的審閱，對追加期間的比較財務資料作出結論。我們已根據國際審計及鑒證準則理事會（「審計及鑒證準則理事會」）頒佈的國際審閱準則第2410號，由實體的獨立核數師執行中期財務資料審閱進行審閱。審閱包括主要向負責財務和會計事務的人員作出查詢，及應用分析性和其他審閱程序。審閱的範圍遠較根據國際審計準則進行審計的範圍為小，故不能令我們可保證我們將知悉在審計中可能被發現的所有重大事項。因此，我們不會發表審計意見。按照我們的審閱，我們並無發現任何事項令我們相信，就本報告而言，追加期間的比較財務資料在各重大方面未有根據歷史財務資料附註1(b)所載的擬備基準擬備。

根據香港聯合交易所有限公司主板上市規則（「上市規則」）下事項出具的報告

調整

在對歷史財務報表作出適當的調整後，列報歷史財務資料。

PricewaterhouseCoopers LLP

特許專業會計師

加拿大

阿爾伯塔省卡爾加里

二零一七年九月七日

I 目標集團歷史財務資料

擬備歷史財務資料

下文所載的歷史財務資料為本會計師報告的組成部分。本報告內的歷史財務資料是由 貴公司董事負責擬備，並根據現組成目標集團的目標公司及其附屬公司有關業績紀錄期的以前已發佈財務報表及管理賬目擬備。以前已發佈的財務報表已由PricewaterhouseCoopers LLP, Canada根據加拿大審核與鑑證準則委員會頒佈之加拿大公認審計準則審計。本歷史財務資料以加元列報，且所有數值已列算至千位數(千加元)除非另有說明。

合併財務狀況表
(千加元)

	於十二月三十一日			於
	二零一四年	二零一五年	二零一六年	三月三十一日 二零一七年
資產				
流動				
現金及現金等價物	78,603	66,587	52,744	72,170
應收賬款	59,317	61,638	43,488	35,740
待攤費用	8,565	9,632	12,431	11,726
應收關聯方款項(附註20)	12,226	—	349	—
	<u>158,711</u>	<u>137,857</u>	<u>109,012</u>	<u>119,636</u>
非流動				
商譽(附註11)	112,338	—	—	—
勘探及評價資產(附註9)	261,494	199,004	193,135	172,640
不動產、工廠及設備 (附註10)	<u>1,831,554</u>	<u>1,269,712</u>	<u>1,155,832</u>	<u>1,062,080</u>
	<u>2,205,386</u>	<u>1,468,716</u>	<u>1,348,967</u>	<u>1,234,720</u>
	<u>2,364,097</u>	<u>1,606,573</u>	<u>1,457,979</u>	<u>1,354,356</u>
負債				
流動				
應付賬款及應計負債	162,689	127,796	97,458	108,728
資產棄置義務中的流動部分 (附註13)	12,750	21,697	14,341	14,341
應付關聯方款項(附註20)	—	7,598	1,095	2,402
合夥分派應付款(附註15)	15,000	15,000	15,000	—
應付票據(附註12)	<u>—</u>	<u>19,000</u>	<u>—</u>	<u>50,000</u>
	<u>190,439</u>	<u>191,091</u>	<u>127,894</u>	<u>175,471</u>
非流動				
資產棄置義務(附註13)	576,344	508,696	501,466	533,885
應付票據(附註12)	<u>50,000</u>	<u>50,000</u>	<u>50,000</u>	<u>—</u>
	<u>626,344</u>	<u>558,696</u>	<u>551,466</u>	<u>533,885</u>
合夥人權益				
合夥人資本(附註15)	1,367,419	1,367,419	1,312,419	1,306,409
留存收益(虧絀)	<u>179,895</u>	<u>(510,633)</u>	<u>(533,800)</u>	<u>(661,409)</u>
	<u>1,547,314</u>	<u>856,786</u>	<u>778,619</u>	<u>645,000</u>
	<u>2,364,097</u>	<u>1,606,573</u>	<u>1,457,979</u>	<u>1,354,356</u>

合夥財務狀況表
(千加元)

	於十二月三十一日			於
	二零一四年	二零一五年	二零一六年	三月三十一日 二零一七年
資產				
流動				
應收票據	—	19,000	—	—
	—	19,000	—	—
非流動				
於附屬公司投資	1,732,406	1,041,710	963,549	814,930
	<u>1,732,406</u>	<u>1,060,710</u>	<u>963,549</u>	<u>814,930</u>
負債				
流動				
合夥分派應付款	15,000	15,000	15,000	—
應付票據	—	19,000	—	50,000
	<u>15,000</u>	<u>34,000</u>	<u>15,000</u>	<u>50,000</u>
非流動				
應付關聯方款項	120,092	119,924	119,930	119,930
應付票據	50,000	50,000	50,000	—
	<u>170,092</u>	<u>169,924</u>	<u>169,930</u>	<u>119,930</u>
合夥人權益				
合夥人資本	1,367,419	1,367,419	1,312,419	1,306,409
虧絀	179,895	(510,633)	(533,800)	(661,409)
	<u>1,547,314</u>	<u>856,786</u>	<u>778,619</u>	<u>645,000</u>
	<u>1,732,406</u>	<u>1,060,710</u>	<u>963,549</u>	<u>814,930</u>

合併淨虧損及綜合虧損表
(千加元)

	截至十二月三十一日止年度			截至三月三十一日 止三個月期間	
	二零一四年	二零一五年	二零一六年	二零一六年 (未經審核)	二零一七年
收益					
石油及天然氣銷售 (附註16)	569,369	478,343	334,161	80,464	113,710
特許權費	(80,400)	(23,339)	(19,492)	(3,950)	(10,410)
	<u>488,969</u>	<u>455,004</u>	<u>314,669</u>	<u>76,514</u>	<u>103,300</u>
開支					
直接運營	170,923	280,446	133,446	38,641	40,821
運輸	16,751	24,269	27,993	5,112	8,150
管理費用(附註17)	39,210	54,378	39,312	13,464	8,601
折舊、折耗及攤銷(附註10)	173,318	228,121	125,459	33,189	29,801
勘探及評價租約屆滿 (附註9)	349	3,597	11,592	3,099	2,665
減值(附註9、10及11)	80,134	558,726	—	—	135,045
收購及出售收益 (附註6、7、8)	(12,600)	(13,624)	(10,747)	(3,079)	(48)
財務開支(附註13)	25,556	27,198	24,699	6,175	6,005
外匯(收益)虧損	—	(3,307)	(64)	8	20
交割後購買價調整 (附註10、19)	—	—	(13,346)	—	(194)
其他	—	789	(508)	(147)	43
	<u>493,641</u>	<u>1,160,593</u>	<u>337,836</u>	<u>96,462</u>	<u>230,909</u>
淨虧損及綜合虧損	<u>(4,672)</u>	<u>(705,589)</u>	<u>(23,167)</u>	<u>(19,948)</u>	<u>(127,609)</u>

合併合夥人權益變動表
(千加元)

	DERP	A方	總計
合夥人資本			
結餘—二零一四年一月一日	182,190	121,460	303,650
交割後購買價調整合夥資金	(8,908)	(5,939)	(14,847)
合夥注資(附註8)	681,400	454,267	1,135,667
已付合夥分派(附註15)	(34,231)	(22,820)	(57,051)
結餘—二零一四年十二月三十一日	<u>820,451</u>	<u>546,968</u>	<u>1,367,419</u>
結餘—二零一五年十二月三十一日	820,451	546,968	1,367,419
已宣派及已付合夥分派(附註15)	(33,000)	(22,000)	(55,000)
結餘—二零一六年十二月三十一日	<u>787,451</u>	<u>524,968</u>	<u>1,312,419</u>
結餘—二零一五年十二月三十一日	<u>820,451</u>	<u>546,968</u>	<u>1,367,419</u>
結餘—二零一六年三月三十一日 (未經審核)	<u>820,451</u>	<u>546,968</u>	<u>1,367,419</u>
結餘—二零一六年十二月三十一日	787,451	524,968	1,312,419
已付合夥分派	(3,490)	(2,326)	(5,816)
交割後購買價調整	(116)	(78)	(194)
結餘—二零一七年三月三十一日	<u>783,845</u>	<u>522,564</u>	<u>1,306,409</u>
留存收益(虧絀)			
結餘—二零一四年一月一日	(23,630)	(15,754)	(39,384)
淨虧損及綜合虧損	(2,803)	(1,869)	(4,672)
共同控制交易儲備(附註8)	149,460	99,640	249,100
已付及合夥分派應付款(附註15)	(15,089)	(10,060)	(25,149)
結餘—二零一四年十二月三十一日	<u>107,938</u>	<u>71,957</u>	<u>179,895</u>
結餘—二零一四年十二月三十一日	107,938	71,957	179,895
淨虧損及綜合虧損	(423,353)	(282,236)	(705,589)
共同控制交易儲備(附註8)	9,037	6,024	15,061
結餘—二零一五年十二月三十一日	<u>(306,378)</u>	<u>(204,255)</u>	<u>(510,633)</u>

	DERP	A方	總計
淨虧損及綜合虧損	<u>(13,900)</u>	<u>(9,267)</u>	<u>(23,167)</u>
結餘—二零一六年十二月三十一日	<u>(320,278)</u>	<u>(213,522)</u>	<u>(533,800)</u>
結餘—二零一五年十二月三十一日	(306,378)	(204,255)	(510,633)
淨虧損及綜合虧損	<u>(11,969)</u>	<u>(7,979)</u>	<u>(19,948)</u>
結餘—二零一六年三月三十一日 (未經審核)	(318,347)	(212,234)	(530,581)
結餘—二零一六年十二月三十一日	(320,278)	(213,522)	(533,800)
淨虧損及綜合虧損	<u>(76,565)</u>	<u>(51,044)</u>	<u>(127,609)</u>
結餘—二零一七年三月三十一日	<u>(396,843)</u>	<u>(264,566)</u>	<u>(661,409)</u>
合夥人權益			
結餘—二零一四年十二月三十一日	<u>928,389</u>	<u>618,925</u>	<u>1,547,314</u>
結餘—二零一五年十二月三十一日	<u>514,073</u>	<u>342,713</u>	<u>856,786</u>
結餘—二零一六年十二月三十一日	<u>467,173</u>	<u>311,446</u>	<u>778,619</u>
結餘—二零一六年三月三十一日 (未經審核)	<u>502,104</u>	<u>334,734</u>	<u>836,838</u>
結餘—二零一七年三月三十一日	<u>387,002</u>	<u>257,998</u>	<u>645,000</u>

合併現金流量表
(千加元)

	截至十二月三十一日止年度			截至三月三十一日 止三個月期間	
	二零一四年	二零一五年	二零一六年	二零一六年	二零一七年
	(未經審核)				
經營活動					
淨虧損	(4,672)	(705,589)	(23,167)	(19,948)	(127,609)
不涉及現金的新增項目					
折舊、折耗及攤銷 (附註10)	173,318	228,121	125,459	33,189	29,801
減值(附註9、10及11)	80,134	558,726	—	—	135,045
財務開支(附註13)	25,556	27,198	24,699	6,175	6,005
收購及出售收益 (附註6、7、8)	(12,600)	(13,624)	(10,747)	(3,079)	(48)
勘探及評價租約屆滿 (附註9)	349	3,597	11,592	3,099	2,665
未變現外匯收益	—	—	(20)	—	27
交割後購買價調整 (附註10、19)	—	—	(13,346)	—	(194)
資產棄置義務開支 (附註13)	(10,691)	(15,727)	(9,310)	(3,058)	(4,736)
非現金營運資金變動 (附註19)	(34,081)	30,371	(9,571)	19,223	15,730
經營活動產生的現金流量	<u>217,313</u>	<u>113,073</u>	<u>95,589</u>	<u>35,601</u>	<u>56,686</u>
投資活動					
資本支出	(154,178)	(112,345)	(48,246)	(7,406)	(22,216)
收購及處置(附註6、7、10)	(42,500)	13,040	11,716	3,912	150
交割後購買價調整	(2,665)	—	—	—	—
非現金營運資金變動 (附註19)	<u>37,639</u>	<u>(44,784)</u>	<u>1,098</u>	<u>(2,965)</u>	<u>5,622</u>
投資活動所用現金流量	<u>(161,704)</u>	<u>(144,089)</u>	<u>(35,432)</u>	<u>(6,459)</u>	<u>(16,444)</u>

	截至十二月三十一日止年度			截至三月三十一日止三個月期間	
	二零一四年	二零一五年	二零一六年	二零一六年	二零一七年
	(未經審核)				
融資活動					
(償還)／取得發行票據款項 (附註12)	—	19,000	(19,000)	(19,000)	—
合夥分派(附註15)	(82,200)	—	(55,000)	—	(5,816)
非現金營運資金變動 (附註19)	154	—	—	—	(15,000)
融資活動(所用)／產生 現金流量	(82,046)	19,000	(74,000)	(19,000)	(20,816)
現金及現金等價物變動	(26,437)	(12,016)	(13,843)	10,142	19,426
現金及現金等價物一期末	105,040	78,603	66,587	66,587	52,744
現金及現金等價物一期末	78,603	66,587	52,744	76,729	72,170

II 目標集團歷史財務資料附註

1 (a) 一般資料

CQ Energy Canada Partnership (「目標公司」) 及其附屬公司 (統稱「目標集團」) 為受加拿大阿爾伯塔省法律管轄的合夥企業。主要營業地點位於 Suite 2600 237 4th Ave SW, Calgary AB T2P 4K3。Direct Energy Resources Partnership (「DERP」) 擁有合夥企業 60% 權益。A 方擁有合夥企業 40% 權益。DERP 為 Direct Energy Marketing Ltd. (「DEML」) 的附屬公司，其最終母公司為 Centrica PLC。目標公司成立於二零一三年九月二十五日。目標集團的業務為勘探、開發及直接持有石油及天然氣財產權益以及透過投資於其他合夥企業持有石油及天然氣財產或相關生產基礎設施。

(b) 編製基準

目標集團財務資料由本公司董事根據國際會計準則委員會頒佈的國際財務報告準則 (「國際財務報告準則」) 以及適用於國際財務報告準則下實體報告的國際財務報告準則詮釋委員會 (「國際財務報告準則詮釋委員會」) 詮釋編製，經就本公司會計政策作出調整。

財務資料按歷史成本基準編製，惟附註 2 重大會計政策披露者除外。財務資料以加元呈列，加元為目標集團的功能貨幣。

編製符合國際財務報告準則的財務資料須使用若干重大會計估計。其亦須管理層於應用會計政策過程中作出判斷。涉及高度判斷或複雜性的領域或當中假設及估計對財務資料而言屬重大的領域於下文附註 5 披露。

2 重大會計政策

以下會計政策獲持續採納。

(a) 綜合基準

綜合財務資料包括目標公司及目標公司所控制附屬公司的財務資料。公司間所有交易結餘已於綜合時對銷。目標公司擁有 8401268 Canada Inc. 及 CQ Energy Canada Resources Partnership 100% 權益。8401268 Canada Inc. 擁有 509760 Alberta Ltd. (前稱 Phillip JGC Joint Venture) 43% 權益。509760 Alberta Ltd. 對目標公司的業務營運而言並不重要。

(b) 業務合併及商譽

業務合併乃以收購會計法處理。此計算方法包括於收購日期所收購的可識別資產、所承擔負債及按公允價值確認及計量的非控制性權益。倘業務合併分階段進行，目標公司歷史所持收購對象股權於收購日期的公允價值會按收益調整後重新計量收購日期公允價值以進行減值。購買價加任何非控制性權益超過所收購淨資產公允價值的差額確認為商譽。購買價不足所收購淨資產公允價值的差額計入淨收益作為收購收益。商譽其後按成本扣除任何累計減值虧損計量。

(c) 合營企業

若干勘探及生產活動乃透過合營企業進行，而經營者直接擁有合營企業權益及共同控制合營企業資產。該等共同控制合營企業的業績、資產、負債及現金流量按目標公司的權益比例計入綜合財務資料。

(d) 收益確認

與天然氣、原油及天然氣凝液銷售相關的收益於所有權轉移予客戶且能合理確保可收回性時確認。運輸成本呈報為單獨開支，並無與收益抵銷。

(e) 現金及現金等價物

現金等價物包括現金、市場存款及購買時原到期日為三個月或以內的相似類型工具。

(f) 勘探及評價資產(「勘探及評價」)

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勘探及評價資產予以資本化。探明油氣儲量為在現有經濟及作業條件(即於估算日的價格及成本)下，地質及工程資料表明於未來年度可合理肯定從已知油藏開採出原油及天然氣的估算量。價格包括僅按合同安排規定的現有價格變化的考慮，而並非根據未來條件調高價格。

於無需投入大量資本支出的地域的勘探井乃於完成鑽探的一年期內按經濟可行性予以評估。倘若釐定該等油氣井並不存在經濟可行性，則相關油氣井成本乃作為乾井支出。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幹井支出。目標公司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。

倘事實及情況表明賬面值超過可收回款項，則對勘探及評價資產進行減值評估。倘某區域或勘探井視為商業上不再可行，則相關資本化成本計入減值開支。

(g) 不動產、工廠及設備(「不動產、工廠及設備」)

不動產、工廠及設備項目(包括油氣開發項目、生產資產及直接應佔管理資產)，按成本減累計折耗、折舊及攤銷與累計減值虧損計量。

油氣田開發成本均資本化為不動產、工廠及設備。有關成本與收購及安裝生產設施有關，包括開發鑽井成本、項目相關工程及其他技術服務成本。該等估計變動按前瞻基準處理。

不動產、工廠及設備項目的處置收益及虧損透過對比處置所得款項與不動產、工廠及設備賬面值釐定，單獨於綜合收益(虧損)表確認。

不動產交易按公允價值計量，交易缺乏商業實質或公允價值無法可靠計量則除外。倘交易按公允價值計量，則收益或虧損於綜合收益(虧損)表確認。

將資產運至必要地點及達到必要條件而能按管理層擬定的方式使用所直接應佔的薪金及工資撥作資本。

倘事件或情況變動顯示不動產、工廠及設備賬面值或無法收回，則檢討賬面值有否減值。

(h) 折耗、折舊及攤銷

就計算折耗而言，開發及生產資產轉化為具類似使用年期的資產組別。折耗開支按UOP基準基於以下各項計算：

- (i) 估計探明與概算已開發總儲量；
- (ii) 資本化成本總額；及
- (iii) 石油及天然氣儲量及產量的相對容積(扣除特許權費前)按6,000立方英尺天然氣換1桶石油的能源當量轉換率轉換。

其他資產折舊以直線法按各項資產的預計可使用年限將成本分配至殘值後計提。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

(i) 減值

目標集團於事件或情況變動顯示資產或一組資產賬面值或無法收回時評估不動產、工廠及設備與勘探及評價資產。減值跡象包括延長時期內較低的標準商品價格、估計儲量的大幅下調、估計未來開發費用的大幅增加或適用法定或監管框架出現重大不利變動。倘存在任何有關減值跡象，目標集團會對資產進行相關減值測試。個別資產會就減值評估而分類為現金產生單位(「現金產生單位」)，即很大程度上獨立於其他資產組別現金流入的可識別現金流入的最低層次。現金產生單位的可收回金額為其公允價值減處置成本與其使用價值之較高者。倘現金產生單位的賬面值超出其可收回金額，則現金產生單位視為減值並撇減至其可收回金額。

僅當用於釐定資產可收回金額的估計因最後確認減值虧損而變動時方撥回減值虧損。倘減值虧損其後撥回，則賬面值不超過假設歷史年度並無就資產或現金產生單位確認減值虧損而本應釐定的賬面值。減值虧損撥回即時於綜合收益(虧損)表確認。作出有關撥回後，(如相關)於未來期間調整折舊或攤銷費用以於其剩餘使用年期內系統地分攤資產經修訂賬面值(扣除任何殘值)。

商譽按年進行減值測試，倘存在減值跡象則提早進行。就減值測試而言，商譽分配至目標公司層面，原因是此乃管理層監察商譽的層面。商譽減值並無撥回。

金融資產亦於各報告日期評估，以釐定有否客觀證據顯示其減值。倘客觀證據顯示一項或多項事件對該資產估計未來現金流量產生不利影響，則金融資產視為已減值。按攤銷成本計量的金融資產相關的減值虧損按其賬面值與按原實際利率貼現的估計未來現金流量現值的差額計算。個別重大金融資產按個別基準進行減值測試。其餘金融資產按具有相似信貸風險特徵的組別一併評估。所有減值虧損於產生期間於綜合收益(虧損)表確認。倘撥回客觀上可與減值虧損確認後發生的事件相關，則撥回減值虧損。對於按攤銷成本計量的金融資產，撥回於綜合收益(虧損)表確認。

(j) 資產棄置義務

目標集團於現時有能可靠估計法定或推定義務且可能須流出經濟利益以清償義務的期間確認資產棄置義務(「資產棄置義務」)。資產棄置義務按信貸經調整利率貼現預期未來現金流量釐定。相當於初始估計負債的相應資產資本化為相關長期資產的一部分。隨時間流逝而增加的撥備於綜合收益(虧損)表確認為融資或遞增費用。所產生的實際開支計入累計負債。有關估計金額及義務時間的修訂反應為資產棄置義務的增減。

(k) 金融工具

當目標集團成為工具合約條文的訂約方時，確認金融資產及金融負債。倘收取資產現金流量的權利已屆滿或被轉讓，且目標集團已轉讓絕大部分風險及所有權回報，則取消確認金融資產。

當合約所載義務履行、註銷或屆滿，則取消確認金融負債。所有金融工具初始按公允價值於資產負債表確認。初始確認後金融工具的計量以及所產生收益及虧損，以各金融工具的初始分類方式為基準。目標集團已將各已識別金融工具分為以下類別：以公允價值計量且其變動計入損益、貸款及應收賬款、可供出售金融資產及其他金融負債。以公允價值計量且其變動計入損益的金融工具按公允價值計量，收益及虧損即時於收益確認。可供出售金融資產按公允價值計量，收益及虧損(減值虧損除外)於取消確認資產時於其他綜合收益確認並轉撥至收益。貸款及應收賬款與其他金融負債按攤銷成本使用實際利息法確認，減值虧損於產生時於綜合收益入賬。

現金及現金等價物、應收賬款及應收合夥人款項分類為貸款及應收賬款。應付關聯方款項、應付賬款及應計負債、合夥分派應付款及應付票據已分類為其他金融負債。

(l) 共同控制交易

涉及共同控制實體的業務合併乃合併實體於業務合併前後最終均由相同方控制且控制並非過渡性的業務合併。涉及共同控制實體的業務合併不屬國際財務報告準則第3號業務合併的範圍。國際財務報告準則對該等類型交易的會計處理並無指引，實體須制定會計政策。所採用的三種最普遍方法為購買法、自成立起的合併前賬面價值法及自交易日起的合併前賬面價值法。管理層釐定自交易日起的合併前賬面價值法最為合適。該方法規定綜

合財務資料採用合併前賬面價值編製，而不會調整至接近公允價值。代價與資產及負債賬面總值的差額入賬為於合夥人權益共同控制交易的儲備。與共同控制交易相關的交易成本確認為期內開支。

(m) 所得稅

就聯邦及省區所得稅而言，目標公司並非應課稅實體。因此，並無就財務呈報確認所得稅。目標公司淨收益的稅項由個別合夥人透過分攤應課稅收益承擔。由於資產及負債以及合夥協議規定應課稅收益分攤的稅基與財務呈報基準的差異，因此就財務報表而言的淨收益或與個別合夥人應課稅收益有較大差異。

(n) 以股份為基礎的酬金計劃

根據目標公司的協議備忘錄，以股份為基礎的獎勵可作為酬金總額一部分授予行政人員與僱員。目標集團最終母公司向目標集團經營者行政人員與僱員授予以股份為基礎的獎勵。與該等獎勵相關的酬金開支於直接運營以及管理費用確認。

賦予持有人權利購買普通股的以股份為基礎的獎勵購股權入賬為以股權結算計劃。購股權公允價值於授出日期按目標集團母公司股價市值釐定，於各購股權歸屬期確認。由於目標集團透過開支最終負責結算購股權成本，因此相應增加於應付賬款及應計負債入賬。

3 金融風險管理

目標集團的正常營運、投資及融資活動面對各類金融風險：市場風險(包括商品價格風險、貨幣風險)、信貸風險及流動資金風險。目標集團設定整體風險管理程序以識別、管理及緩解業務風險，其中包括金融風險。

金融風險管理由目標集團的管理委員會監督。

(a) 商品價格風險

目標集團的經營業績及財務狀況相當依賴就其石油及天然氣生產收取的商品價格。近年來，商品價格因供求基本面、存貨水平、天氣、經濟及地緣政治因素等全球及地區因素而大幅波動。商品價格波動可能對目標集團的淨收益產生重大正面或負面影響。目標集團並無訂立任何合約以管理商品價格風險。

(b) 外匯風險

北美石油及天然氣價格乃基於美元計值的商品價格而定。因此，加拿大生產商收取的價格受可能隨時波動的加元兌美元匯率所影響。目標集團並無訂立任何合約以管理外匯風險。

(c) 信貸風險

信貸風險指合夥人或產品銷售合約或金融工具對手方未能履行其合約責任時目標集團產生金融虧損的風險。目標集團承擔有關其應收賬款及應收關聯方款項的信貸風險。承擔的最高信貸風險如下：

	二零一四年 十二月三十一日 千加元	二零一五年 十二月三十一日 千加元	二零一六年 十二月三十一日 千加元	二零一七年 三月三十一日 千加元
應收賬款	61,817	64,138	47,118	39,576
應收關聯方款項	12,226	—	349	—
壞賬準備	(2,500)	(2,500)	(3,630)	(3,836)
	<u>71,543</u>	<u>61,638</u>	<u>43,837</u>	<u>35,740</u>

應收賬款承受信貸風險，而賬面值反映管理層對有關信貸風險最大值的評估。目標集團透過緊密監察重大對手方及與業內分散風險的廣大合夥人交易以緩解有關信貸風險。

絕大部分應收賬款為應收集中於加拿大石油及燃氣行業的客戶及聯營夥伴的款項。因此，應收賬款承受一般行業信貸風險。目標集團通常延長授予該等客戶的無擔保信貸，因此應收賬款的回收或會受經濟或其他狀況變動所影響。管理層認為風險可透過與建立已久、享譽盛名的對手方及合夥人訂立交易而予以緩解。如有可能，目標集團於項目開始前要求其合夥人就資本項目進行現金交易。與銷售目標集團石油及天然氣生產有關的應收賬款主要為應收具極好信貸評級的主要市場營銷公司的款項。該等收益一般於交付下月的第25日回收。

下表列明目標集團的應收賬款：

	二零一四年 十二月三十一日 千加元	二零一五年 十二月三十一日 千加元	二零一六年 十二月三十一日 千加元	二零一七年 三月三十一日 千加元
應計收益及特許權費	16,257	12,010	13,498	11,933
合營企業、合夥人及 貿易應收賬款	42,983	42,588	32,475	24,232
其他應收賬款	2,577	9,540	1,145	3,411
壞賬準備	(2,500)	(2,500)	(3,630)	(3,836)
	<u>59,317</u>	<u>61,638</u>	<u>43,488</u>	<u>35,740</u>

下表列明目標集團的合營企業、合夥人及貿易應收賬款的賬齡分析：

	二零一四年 十二月三十一日 千加元	二零一五年 十二月三十一日 千加元	二零一六年 十二月三十一日 千加元	二零一七年 三月三十一日 千加元
流動	27,835	2,248	16,330	14,564
30日以上	5,514	23,876	2,782	148
60日以上	110	6,026	2,591	840
90日以上	539	100	595	1,630
120日以上	8,985	10,338	10,177	7,050
	<u>42,983</u>	<u>42,588</u>	<u>32,475</u>	<u>24,232</u>

(d) 流動資金風險

目標集團承受應付賬款及應計負債、合夥分派應付款、應付票據及應付關聯方款項的流動資金風險。應付賬款及應計負債主要於資產負債表日起計一年內到期，目標集團預期履行經營活動所提供現金及手頭現金產生的責任不會有任何問題。

下表列明目標集團金融負債的合約到期情況：

	賬面值 千加元	1年 千加元	2至3年 千加元	超過3年 千加元
於二零一七年三月三十一日				
應付賬款及應計負債	108,728	108,728	—	—
應付關聯方款項	2,402	2,402	—	—
應付票據	50,000	50,000	—	—
	<u>161,130</u>	<u>161,130</u>	<u>—</u>	<u>—</u>
於二零一六年十二月三十一日				
應付賬款及應計負債	97,458	97,458	—	—
應付關聯方款項	1,095	1,095	—	—
應付目標集團分派	15,000	15,000	—	—
應付票據	50,000	—	50,000	—
	<u>163,553</u>	<u>113,553</u>	<u>50,000</u>	<u>—</u>
於二零一五年十二月三十一日				
應付賬款及應計負債	127,796	127,796	—	—
應付關聯方款項	7,598	7,598	—	—
應付目標集團分派	15,000	15,000	—	—
應付票據	69,000	19,000	50,000	—
	<u>219,394</u>	<u>169,394</u>	<u>50,000</u>	<u>—</u>
於二零一四年十二月三十一日				
應付賬款及應計負債	162,689	162,689	—	—
應付目標集團分派	15,000	15,000	—	—
應付票據	50,000	—	50,000	—
	<u>227,689</u>	<u>177,689</u>	<u>50,000</u>	<u>—</u>

下表列明目標集團貿易應付賬款的賬齡分析：

	二零一四年 十二月三十一日 千加元	二零一五年 十二月三十一日 千加元	二零一六年 十二月三十一日 千加元	二零一七年 三月三十一日 千加元
流動	11,095	500	5,472	7,848
30日以上	1,580	830	631	978
60日以上	73	520	705	1,799
90日以上	27	163	728	3
120日以上	3,341	2,006	3,062	8,255
	<u>16,116</u>	<u>4,019</u>	<u>10,598</u>	<u>18,883</u>

4 新會計政策

日後會計政策變動

目標集團未提早採納的以下準則須於日後會計期間採納。

於二零一四年五月，國際會計準則理事會頒佈國際財務報告準則第15號「客戶合約收益」，以取代國際會計準則第18號「收益」、國際會計準則第11號「建築合約」及相關詮釋。該準則須於二零一八年一月一日或之後開始的財政年度追溯或採用經修訂追溯法應用。目標集團現正評估該準則對目標集團綜合財務資料的影響。

於二零一四年七月，國際會計準則理事會頒佈國際財務報告準則第9號「金融工具」作為一個完整的準則，包括先前頒佈的有關金融資產及負債分類及計量的規定以及額外修訂以引入新的金融資產預期虧損(包括信貸虧損)減值模型。該準則的追溯應用(惟若干豁免除外)於二零一八年一月一日或之後開始的財政年度生效，並獲准提早採納。目標集團現正評估該準則對目標集團綜合財務資料的影響。

於二零一六年一月，國際會計準則理事會頒佈國際財務報告準則第16號「租賃」，取代國際會計準則第17號「租賃」。該準則就租賃採用單一的確認及計量模型，並須對大多數租賃確認資產及負債。該準則須於二零一九年一月一日或之後開始的年度期間採納，倘實體亦採納國際財務報告準則第15號「客戶合約收益」，則可提早採納。目標集團現正評估該準則對目標集團綜合財務資料的影響。

概無其他預期會對目標集團有重大影響的尚未生效國際財務報告準則或國際財務報告詮釋委員會詮釋。

5 管理層判斷及估計不確定性

編製符合國際財務報告準則之綜合財務資料要求使用若干重大會計估計，要求管理層在應用目標集團會計政策時作出判斷。涉及高度判斷或複雜性之領域或當中假設及估計對綜合財務資料而言屬重大的領域於下文披露。

(a) 業務合併

於業務合併中確認之不動產、工廠及設備之公允價值以市值為基礎。不動產、工廠及設備的市值為不動產、工廠及設備經適當市場推廣後，自願買方與自願賣方於雙方均在知情、審慎及不受脅迫的情況下於收購日進行公平交易的估計款額。石油及天然氣權益(包

括不動產、工廠及設備)的市值估算經參照外部編製儲量報告所載預期石油及天然氣生產所得經貼現現金流量作出。勘探及評價資產的市值估算乃經參照類似地區的當前公平交易的市值得出。

退役負債按信貸經調整利率貼現預期未來現金流量釐定。

(b) 資產賬面值的可收回性

開發生產資產的賬面值的可收回性按現金產生單位水平評估。釐定構成現金產生單位的項目須受管理層判斷規限。現金產生單位的資產構成可直接影響其中所含資產的可收回性。在評估油氣資產的可收回性時，將各現金產生單位賬面值與其可收回金額進行比較，定義為公允價值減出售成本及使用價值的較高者。地理位置鄰近並且在地理上具有相似之處，具有相同或類似基礎設施的資產歸類為一個現金產生單位。這與管理層審查業務的方式一致。

就不動產、工廠及設備、勘探及評價資產以及商譽減值測試而言，目標集團現金產生單位的可收回金額根據以下資料估算為其公允價值減出售成本：

- (i) 根據目標集團估計的儲量及近期市場資料，各現金產生單位的油氣儲量的稅後流量淨現值；及
- (ii) 根據使用已貼現現金流模式及類似資產完成的近期交易的收購指標提供予相關現金產生單位所含者的估計得出的未開發土地的公允價值。

用於確定油氣儲量現金流量的關鍵輸入估計包括下列各項：

- (i) 已探明加概算儲量使用估計的油氣、收回因素及未來價格確定。未來開發成本使用對生產儲量所需的油井數目的假設、有關油井的成本及相關生產設施及其他資本成本進行估算。已探明及概算儲量使用內部儲量工程師報告進行估計，指地質、地球物理及工程數據顯示於未來數年在特定確定程度上可自己知儲層收回及被認為可商業化生產的石油、天然氣及天然氣凝液的估計數量。已探明儲量為在較高確定程度上估計可收回的儲量。實際剩餘收回量很可能會超過估計探明儲量。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。實際剩餘收回量同樣可能會大於或小於估計探明及概算儲量的總和。
- (ii) 油氣價格 — 油氣價格的遠期價格估計用於現金流量模型。
- (iii) 貼現率 — 用於計算現金流量淨現值的貼現率乃基於類似行業同業群體加權平均資本成本的估計。整體經濟環境變化可能會導致該估計出現顯著變化。

(c) 油氣資產折耗

油氣資產採用基於已探明加概算開發儲量的產量單位法基準進行折耗。如果未來的實際產量與目前的預測產量不同，基於已探明加概算開發儲量的產量單位法折耗率的計算可能會受到影響。這通常是由於用於估計儲量的任何因素或假設出現重大變化所致。

(d) 資產棄置義務

目標集團估計油氣井及其相關生產設施及基礎設施的資產棄置義務。在大多數情況下，未來數年乃至將來均會拆除資產及進行補償。最終資產棄置義務的價值可能會因多項因素(包括有關法律規定變更、出現新的修復技術、其他生產基地的經驗及貼現率變化)而出現波動。預期時間及支出金額亦可能會出現變化，例如，應付儲量變化或法律法規或其詮釋變化。判斷包括使用最合適的貼現率(管理層已確定為信貸經調整利率)。目標集團根據公開的行業基準及內部井場具體資料估計棄置及回收成本。預期結算時間根據已探明加概算期間至各資產的棄置時間按照獨立儲量評估估計，除非根據預算支出已獲悉棄置及回收特定井場或設施的時間。

6 收購

於二零一四年五月十三日，目標集團與Shell Canada Energy (「Shell」) 簽訂買賣協議，以收購Shell於Panther River資產(目標集團之前擁有其開採權益)的50%開採權益，以及Shell鄰近Burnt Timber及Hunter Valley資產的開採權益。此外，DEML向目標集團轉讓其於Shell Burnt Timber天然氣處理設施的開採擁有權，而目標集團向Shell出讓於Shell Burnt Timber天然氣處理設施的擁有權以及Waterton礦地權益。收購於二零一四年六月二十七日完成。該交易根據國際財務報告準則第3號被視為一項業務合併。已就重新計量目標集團之前持有的Panther River及Burnt Timber資產股權錄得收購淨收益12.6百萬加元。

代價42.5百萬加元包括：

	千加元
不動產、工廠及設備	85,562
出售目標集團於Burnt Timber天然氣加工廠的權益及Waterton礦地權益	(5,600)
收購收益	(12,600)
購入的資產棄置義務	(30,462)
出售的資產棄置義務	5,600
已付現金	42,500

7 處置

於二零一五年八月十九日，目標集團簽訂買賣協議，以處置於Craigmyle及Endiang資產的開採權益，所得款項淨額為10.7百萬加元。該等資產的賬面淨值包括不動產、工廠及設備、勘探及評價資產、預付費用及退役負債0.7百萬加元，獲得處置收益10.0百萬加元。

8 共同控制交易

於二零一四年十月一日，目標集團收購了DEML及DERP全資擁有的餘下加拿大天然氣資產。該交易是透過A方向目標集團提供現金注資215百萬加元及估計資本出資537百萬加元(惟須經交割後調整)進行，包括DERP將天然氣資產納入CQ Energy Canada Resources Target Group。於DEML交割日期，DERP及CQ Energy Canada Resources Target Group均為Centrica PLC的附屬公司；因此，該等實體於收購時處於共同控制之下。該收購已自交易方式之日使用合併前賬面價值法進行會計處理，而所收購資產根據DEML及DERP讓出的歷史賬面值轉讓予目標集團。所轉讓資產的賬面值已於轉讓時進行減值測試，且並無錄得減值。

下表概述於二零一四年十月一日所轉讓淨資產的賬面值：

	千加元
勘探及評價資產	104,700
不動產、工廠及設備	
成本	2,126,276
累計折耗及折舊	(1,154,358)
退役義務	(290,518)
所轉讓淨資產的賬面值	<u>786,100</u>

代價537百萬加元與所收購資產賬面值之間的差額確認為合夥人股權的共同控制交易儲備金，詳情如下：

	千加元
合夥出資	1,135,667
所轉讓淨資產的賬面值	(786,100)
合夥出資貸款轉換	(598,667)
共同控制交易儲備金	<u>(249,100)</u>

下表概述因獲得可靠計量收購事項中轉讓淨資產所需的資料而對上述暫定金額作出的調整：

	於二零一四年 十二月三十一日 的暫定金額 千加元	調整暫定金額 千加元	於二零一五年 十二月三十一日 的最終金額 千加元
不動產、工廠及設備			
成本	2,126,276	19,526	2,145,802
累計折耗及折舊	(1,154,358)	(9,174)	(1,163,532)
營運資金淨額	—	4,709	4,709
共同控制交易儲備金	(249,100)	(15,061)	(264,161)

9 勘探及評價資產

	截至二零一四年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一五年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一六年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一七年 三月三十一日 止期間 千加元
成本				
結餘一年／期初	140,710	261,494	199,004	193,135
處置(附註6、7)	—	(2,726)	(188)	(102)
共同控制交易(附註8)	104,700	—	—	—
添置	16,433	8,908	6,670	1,643
轉撥至不動產、工廠及設備	—	—	(759)	—
減值	—	(65,075)	—	(19,371)
租約到期	(349)	(3,597)	(11,592)	(2,665)
結餘一年／期末	261,494	199,004	193,135	172,640

於二零一七年三月三十一日，目標集團根據在附註22所述的後續交易中觀察到的市價按公允價值減處置成本計算可收回金額。經測試，目標集團確定可收回金額低於資產的剩餘賬面值，因此錄得減值19.4百萬加元。

於二零一五年十二月三十一日，由於商品價格下跌，目標集團對其勘探及評價資產進行了減值測試。可收回金額採用貼現現金流量模式按公允價值減處置成本計算。經測試，目標集團確定可收回金額低於資產的剩餘賬面值，因此錄得減值65.1百萬加元。目標集團於二零一六年十二月三十一日進行了進一步減值測試。目標集團確定，可收回金額超過資產的剩餘賬面值，因此並無錄得減值。

10 不動產、工廠及設備

	截至二零一四年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一五年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一六年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一七年 三月三十一日 止期間 千加元
成本				
結餘一年／期初	1,268,436	3,267,015	3,323,781	3,335,360
資本增加	136,211	103,437	41,576	20,573
收購(附註6)	85,562	—	—	—
轉撥自勘探及評價資產	—	—	759	—
處置(附註7)	(6,726)	(8,200)	(2,151)	—
共同控制交易(附註8)	2,126,276	19,526	—	—
資產棄置義務變化(附註13)	(342,744)	(57,997)	(28,605)	31,150
結餘一年／期末	3,267,015	3,323,781	3,335,360	3,387,083
累計折耗、折舊及攤銷				
結餘一年／期初	30,311	1,435,461	2,054,069	2,179,528
折耗、折舊及攤銷	173,318	228,121	125,459	29,801
處置(附註6、7)	(2,660)	—	—	—
共同控制交易(附註8)	1,154,358	9,174	—	—
減值	80,134	381,313	—	115,674
結餘一年／期末	1,435,461	2,054,069	2,179,528	2,325,003
賬面淨值一年／期末	1,831,554	1,269,712	1,155,832	1,062,080

於二零一六年，目標集團完成二零一三年四月十五日收購Suncor Energy Inc.合夥企業，並於淨虧損中確認與交割後購買價調整有關的收益13.3百萬加元。調整發生在計量期間(自交割日期起計12個月)後並且被視為本年度的估計變動。由於最終購買價格調整已直接計入淨虧損，故並無對購買價的調配進行公允價值調整。有關其他資料請參閱補充現金流量資料(附註19)。

截至二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日止年度以及截至二零一六年及二零一七年三月三十一日止期間，目標集團的不動產、工廠及設備使用薪金及工資3.6百萬加元、8.7百萬加元、4.1百萬加元、1.2百萬加元及1.0百萬加元。該等成本被確定為將資產運至必要地點及達到必要條件而能按管理層擬定的方式使用所直接應佔的成本。

於二零一七年三月三十一日，目標集團根據在附註22所述的後續交易中觀察到的市價按公允價值減處置成本計算可收回金額。經測試，目標集團確定可收回金額低於資產的剩餘賬面值，因此錄得減值115.7百萬加元。

於二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日，目標集團採用貼現現金流量模式按公允價值減處置成本計算可收回金額。在開發現金流量模式時使用以下關鍵假設，並將其用於現金產生單位的五十年預期使用年限中：

	二零一四年 十二月三十一日	二零一五年 十二月三十一日	二零一六年 十二月三十一日
油價	54.90加元／桶－ 59.58加元／桶	40.63加元／桶－ 275.10加元／桶	56.83加元／桶－ 269.65加元／桶
天然氣價格	2.56加元／千立方英尺－ 2.88加元／千立方英尺	2.31加元／千立方英尺－ 12.98加元／千立方英尺	2.04加元／千立方英尺－ 14.81加元／千立方英尺
稅後貼現率	9%	9%	9%

於二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日，由於天然氣及原油的遠期商品價格下跌，目標集團分別錄得減值費用80.1百萬加元、381.3百萬加元及零加元，現金產生單位之間的費用分配如下：

	截至二零一四年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一五年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一七年 三月三十一日 止期間 千加元
Foothills	34,571	141,674	25,030
Hanlan Robb	—	—	23,423
Peace River Arch	—	113,454	8,075
北部	—	104,436	37,282
南部	45,563	21,749	21,864
總計	80,134	381,313	115,674

於二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日，商品價格在資產預期使用年限內下降10%將會導致不動產、工廠及設備分別減值38.0百萬加元、214.0百萬加元及98.2百萬加元。於二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日，商品價格在資產預期使用年限內上漲10%將使不動產、工廠及設備的減值分別減少43.4百萬加元、192.5百萬加元及零加元。

11 商譽

	截至二零一四年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一五年 十二月三十一日 止年度 千加元
成本		
結餘一年初	119,673	112,338
交割後購買價調整	(7,335)	—
減值	—	(112,338)
結餘一年末	<u>112,338</u>	<u>—</u>

為確定商譽是否出現減值，管理層對可收回金額的估計未來現金流量進行判斷，即公允價值減處置成本及使用價值的較高者。計算商譽減值使用的估計可收回金額等於用於測試不動產、工廠及設備及勘探及評價資產減值的金額，減估計企業行政費用。

二零一五年錄得的商譽已於目標集團層面進行減值測試。該可收回金額並無超過現金產生單位(包括商譽)的賬面值，因此錄得商譽減值費用112.3百萬加元。於二零一七年三月三十一日並無錄得商譽。

12 應付票據

應付票據結餘包括下列各項：

	發行年份	截至二零一四年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一五年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一六年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一七年 三月三十一日 止期間 千加元
二零一五年票據					
即期					
應付1773648 Alberta Ltd票據	二零一五年	—	11,400	—	—
應付A方票據	二零一五年	—	7,600	—	—
結餘一年／期末		<u>—</u>	<u>19,000</u>	<u>—</u>	<u>—</u>
二零一三年票據					
非即期					
應付1773648 Alberta Ltd票據	二零一三年	30,000	30,000	30,000	—
應付A方票據	二零一三年	20,000	20,000	20,000	—
結餘一年／期末		<u>50,000</u>	<u>50,000</u>	<u>50,000</u>	<u>—</u>
即期					
應付1773648 Alberta Ltd票據	二零一三年	—	—	—	30,000
應付A方票據	二零一三年	—	—	—	20,000
結餘一年／期末		<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>50,000</u>

於二零一五年五月，目標集團分別向1773648 Alberta Ltd及A方發行11.4百萬加元及7.6百萬加元的本票。該等本票均不計息並於二零一五年六月三十日到期。目標集團訂立協議，據此到期日期延長至二零一六年三月三十一日。於二零一六年二月五日，目標集團以現金結算全額。

應付1773648 Alberta Ltd及A方的二零一三年票據不計息及在達成若干條件日期或目標集團與DERP協定的其他日期到期。倘結餘並無在到期日期償還，利息按加拿大最優惠利率加1%累計。在附註22所述的交易結束之前，目標集團將金額轉換成合夥人資本。全部金額於二零一七年三月三十一日分類為即期款項。

於二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日以及於二零一七年三月三十一日，應付票據的公允價值分別為50.0百萬加元、69.0百萬加元、50.0百萬加元及50.0百萬加元。

13 資產棄置義務

管理層根據目標集團於所有油井及設施中的淨所有權權益、回收及棄置油井的估計成本、管道及設施、估計未來期間產生費用的時間，估計未來總資產棄置義務。於二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日以及於二零一七年三月三十一日，目標集團分別基於未來未貼現負債總額26億加元、15億加元、14億加元及14億加元，估計其資產棄置義務總額的淨現值分別為589.1百萬加元、530.4百萬加元、515.8百萬加元及548.2百萬加元。於各呈報期間，管理層估計該等付款預計將於未來50年支付，其中大部分將在50年期間的較後季度進行。於二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日以及於二零一七年三月三十一日，信貸經調整利率分別6.75%、6.75%、6.75%及6.40%及就各期間通貨膨脹率2.0%用於計算資產棄置義務的現值。

	截至二零一四年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一五年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一六年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一七年 三月三十一日 止期間 千加元
結餘一年／期初	611,593	589,094	530,393	515,807
收購的義務(附註6)	30,462	—	—	—
出售的義務(附註6、7)	(5,600)	(12,175)	(1,370)	—
年內結清回收負債	(10,691)	(15,727)	(9,310)	(4,736)
對估計作出的修訂	(342,744)	(57,997)	(28,605)	31,150
共同控制交易(附註8)	290,518	—	—	—
交割後購買價調整	(10,000)	—	—	—
增加費用	25,556	27,198	24,699	6,005
	589,094	530,393	515,807	548,226
減：即期部分	(12,750)	(21,697)	(14,341)	(14,341)
結餘一年／期末	576,344	508,696	501,466	533,885

於各呈報期間，目標集團重新評估了與其資產棄置義務有關的成本估計及現金流出的時間。該等評估乃根據在各報告日期提供的最新及有關資料作出有關估計，導致目標集團於二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日以及於二零一七年三月三十一日的資產棄置義務估計分別減少342.7百萬加元、58.0百萬加元、28.6百萬加元及增加31.2百萬加元。

14 金融工具

目標集團的金融工具包括現金及現金等價物、應收賬款、應付賬款及應計負債、應收(付)關聯方款項及應付票據。

公允價值按以下三個層級釐定：

- 第一層： 相同資產及負債於活躍市場上的報價。目標集團使用第一層輸入數據釐定應付票據的公允價值(附註12)。
- 第二層： 除第一層所含報價以外的直接或間接觀察到的輸入數據。該等輸入數據於合約的完整期限內基本上可經其他可觀察輸入數據證實。
- 第三層： 在該層下，公允價值使用不可觀察的輸入數據確定。目標集團的勘探及評價資產及不動產、工廠及設備的公允價值使用第三層輸入數據計算。有關其他資料，請參閱勘探及評價資產(附註9)及不動產、工廠及設備(附註10)。

由於該等工具的短期性質，資產負債表中所載的現金及現金等價物、應收賬款、應付賬款及應計負債、應付／收關聯方款項的賬面值與公允價值相若。

15 合夥人資本

於二零一四年六月三十日、九月三十日及十二月三十一日，根據合夥人於目標集團中分佔的權益，管理委員會決定向合夥人分派總共82.2百萬加元。在82.2百萬加元已付及應付分派中，25.1百萬加元乃透過留存收益分派。

於二零一四年十月一日，目標集團收到的215百萬加元現金用於向1773648 Alberta Ltd償還部分應付票據，並向Centrica Energy Canada發行538百萬加元換取資產。於二零一四年十月一日，應付1773648 Alberta Ltd及A方的剩餘票據144百萬加元及239百萬加元已轉讓予DERP及A方，並在其後轉換為合夥人資本。有關目標集團的出資總額，請參閱附註8。由於合夥人資金在上一年交割後調整中發生了變化，故二零一四年自合夥人資本中轉回15.1百萬加元；合夥人無需為交割後調整撥資，因此其合夥人資本減少了該款項。

於二零一六年十二月十九日，根據合夥人於目標集團中分佔的權益，管理委員會決定向合夥人分派55百萬加元。於二零一六年十二月三十一日，其中40百萬加元已支付。餘款於二零一七年三月二十三日支付。

於二零一七年一月十二日，根據合夥人於目標集團中分佔的權益，管理委員會決定向合夥人分派5.8百萬加元。於二零一七年三月三十一日，已支付全部餘額。

16 銷售

	截至二零一四年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一五年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一六年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一六年 三月三十一日 止期間 千加元 (未經審核)	截至二零一七年 三月三十一日 止期間 千加元
石油	76,034	102,084	74,912	14,626	23,085
天然氣	400,409	329,547	233,979	60,127	81,730
天然氣凝析液	60,600	10,553	9,753	1,321	4,200
硫磺	16,686	22,938	6,219	3,051	1,765
特許權費收入及其他	15,640	13,221	9,298	1,339	2,930
	<u>569,369</u>	<u>478,343</u>	<u>334,161</u>	<u>80,464</u>	<u>113,710</u>

17 管理費用

	截至二零一四年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一五年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一六年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一六年 三月三十一日 止期間 千加元 (未經審核)	截至二零一七年 三月三十一日 止期間 千加元
員工薪金及福利	32,400	54,873	38,104	12,991	8,997
租金及保險	1,964	2,953	2,121	673	288
辦公室及其他費用	10,401	15,100	11,106	2,294	2,169
開銷收回	(15,152)	(23,034)	(16,574)	(3,575)	(4,146)
撥款	9,597	4,486	3,375	1,056	869
呆賬費用	—	—	1,180	25	424
	<u>39,210</u>	<u>54,378</u>	<u>39,312</u>	<u>13,464</u>	<u>8,601</u>

18 以股份為基礎的酬金

目標集團以股份為基礎的獎勵根據Centrica PLC的On Track Incentive Plan(「OTIP」)授出並被視為以股權結算的計劃。根據OTIP授出的獎勵的公允價值按授出日期的市值計量。獎勵分兩個階段歸屬(惟須繼續僱傭)：兩年後歸屬一半，三年後歸屬另一半。於歸屬日期，參與者有權按零代價收購股份。

於合併淨虧損及綜合虧損表確認的薪酬支出總額如下：

	截至二零一四年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一五年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一六年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一六年 三月三十一日 止期間 千加元 (未經審核)	截至二零一七年 三月三十一日 止期間 千加元
直接經營費用	153	427	574	144	103
管理費用	1,688	3,234	3,900	975	925
	<u>1,841</u>	<u>3,661</u>	<u>4,474</u>	<u>1,119</u>	<u>1,028</u>

19 補充現金流量資料

下表列出了經營及投資活動產生的現金流量中所含的若干項目的明細：

	截至二零一四年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一五年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一六年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一六年 三月三十一日 止期間 千加元 (未經審核)	截至二零一七年 三月三十一日 止期間 千加元
經營活動					
非現金營運資金變動					
應收合夥人款項	2,620	12,226	—	—	—
應收賬款	(37,019)	(2,321)	18,150	5,789	7,748
待攤費用	(1,326)	2,977	(2,799)	(1,926)	705
應付／收關聯方款項	(48,081)	7,598	(6,832)	11,834	1,629
應付賬款及應計負債	49,725	9,891	(31,436)	3,526	5,648
交割後調整的營運資金	—	—	13,346	—	—
	<u>(34,081)</u>	<u>30,371</u>	<u>(9,571)</u>	<u>19,223</u>	<u>15,730</u>
投資活動					
非現金營運資金變動					
應付賬款及應計負債	37,639	(44,784)	1,098	(2,965)	5,622
	<u>37,639</u>	<u>(44,784)</u>	<u>1,098</u>	<u>(2,965)</u>	<u>5,622</u>
融資活動					
非現金營運資金變動					
合夥分配應付款	15,000	—	—	—	(15,000)
應收關聯方款項	(14,846)	—	—	—	—
	<u>154</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>(15,000)</u>

二零一六年經營活動中所載的金額與應收賬款及應付賬款有關，目標集團根據Suncor收購(其他資料請參閱附註10)作出調整。

二零一五年經營活動中所載的金額與待攤費用有關，因此目標集團對共同控制交易中記錄的暫定金額4.7百萬加元進行調整。由於在二零一五年八月進行了資產處置，目標集團出售0.7百萬加元待攤費用(其他資料請參閱附註7及8)。

20 關聯方交易

(i) 以下交易及結餘乃與關聯方進行：

截至二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日止年度以及截至二零一六年及二零一七年三月三十一日止期間，目標集團將一部分天然氣生產出售予DEML。按兌換金額錄得收益383.9百萬加元、313.8百萬加元、220.8百萬加元、55.4百萬加元及77.7百萬加元。分別佔目標集團收益的67%、65%、66%、69%及70%。Centrica Energy PLC及DEML就企業支持向目標集團收取費用。截至二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日止年度以及截至二零一六年及二零一七年三月三十一日止期間，目標集團分別錄得費用9.6百萬加元、4.5百萬加元、3.4百萬加元、1.1百萬加元及0.9百萬加元，而全部金額在各期末被記錄為應付關聯方款項。該款項以兌換金額記錄。

目標集團的應付票據為與關聯方的交易。其他資料請參閱附註12。

(ii) 應(付)收關聯方結餘包括以下各項：

	截至二零一四年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一五年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一六年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一七年 三月三十一日 止期間 千加元
Direct Energy Resources Partnership	—	(6,962)	349	(1,280)
Centrica PLC	—	(636)	(1,095)	(1,122)
結餘一年／期末	—	(7,598)	(746)	(2,402)

該等款項均不計息。

(iii) 主要管理層薪酬：

	截至二零一四年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一五年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一六年 十二月三十一日 止年度 千加元	截至二零一六年 三月三十一日 止期間 千加元 (未經審核)	截至二零一七年 三月三十一日 止期間 千加元
薪金	2,543	2,377	2,416	604	620
花紅	1,207	1,226	1,639	425	235
以股份為基礎的 酬金	403	884	2,153	538	483
	4,153	4,487	6,208	1,567	1,338

21 承諾事項及或有負債

目標集團承諾根據以下協議作出未來付款：

期／年內到期付款	1年 千加元	2至3年 千加元	4至5年 千加元	>5年 千加元	總計 千加元
於二零一七年三月三十一日					
經營租賃	2,825	2,538	—	—	5,363
資本承擔	40,493	—	—	—	40,493
企業運輸承擔	19,759	21,342	15,748	20,095	76,944
	<u>63,077</u>	<u>23,880</u>	<u>15,748</u>	<u>20,095</u>	<u>122,800</u>
於二零一六年十二月三十一日					
經營租賃	3,191	3,079	293	—	6,563
資本承擔	13,418	—	—	—	13,418
企業運輸承擔	26,139	34,251	17,507	6,063	83,960
	<u>42,748</u>	<u>37,330</u>	<u>17,800</u>	<u>6,063</u>	<u>103,941</u>
於二零一五年十二月三十一日					
經營租賃	3,492	90	—	—	3,582
資本承擔	15,079	—	—	—	15,079
企業運輸承擔	21,744	27,503	11,960	5,098	66,305
	<u>40,315</u>	<u>27,593</u>	<u>11,960</u>	<u>5,098</u>	<u>84,966</u>
於二零一四年十二月三十一日					
經營租賃	7,539	1,637	144	—	9,320
資本承擔	12,138	—	—	—	12,138
企業運輸承擔	24,362	33,890	6,249	5,938	70,439
	<u>44,039</u>	<u>35,527</u>	<u>6,393</u>	<u>5,938</u>	<u>91,897</u>

目標集團於正常業務過程中捲入多宗申索及訴訟，並在經過深思熟慮而不僅僅是在可能估計的情況下就申訴計提撥備。於二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日以及二零一七年三月三十一日，目標集團就申索及訴訟計提零加元撥備。

22 期後事項

於二零一七年五月三十一日，目標集團與HK Listco及其附屬公司Canlin Energy Corporation(買方)訂立購買協議，據此，目標集團同意將其於唯一全資運營附屬公司的全部權益出售予買方。初始購買價為722百萬加元並須經過多次交割調整。

23 期後財務報表

目標公司或其任何附屬公司概無就二零一七年三月三十一日後直至本報告日期的任何期間編製經審核財務報表。目標公司或其任何附屬公司概無就二零一七年三月三十一日後的任何期間宣派股息或作出分派。

以下為羅兵咸永道會計師事務所(香港執業會計師)發出的報告全文，以供載入本通函內。



羅兵咸永道

獨立申報會計師就編製未經審核備考財務資料的鑑證報告

致MI能源控股有限公司列位董事

本所已對MI能源控股有限公司(「貴公司」)及其附屬公司(統稱「貴集團」)，以及CQ Energy Canada Partnership及其附屬公司(「目標集團」)(統稱「擴大後集團」)的未經審核備考財務資料(由貴公司董事編製，並僅供說明用途)完成鑑證工作並作出報告。未經審核備考財務資料包括貴集團就建議的併購目標集團的所有權益(「該項交易」)而於二零一七年九月七日刊發的通函中第III-4至III-14頁內所載有關於二零一七年六月三十日的未經審核備考資產負債表、截至二零一六年十二月三十一日止年度的未經審核備考利潤表、截至二零一六年十二月三十一日止年度的未經審核備考現金流量表以及相關附註(「未經審核備考財務資料」)。貴公司董事用於編製未經審核備考財務資料的適用標準載於第III-4至III-14頁。

未經審核備考財務資料由貴公司董事編製，以說明該項交易對貴集團於二零一七年六月三十日的財務狀況以及截至二零一六年十二月三十一日止年度貴集團其財務表現和現金流量可能造成的影響，猶如該項交易分別於二零一七年六月三十日及二零一六年一月一日已經發生。在此過程中，貴公司董事從貴集團截至二零一七年六月三十日止六個月的財務報表中摘錄有關貴集團財務狀況(上述財務報表並無公布審閱報告)，以及截至二零一六年十二月三十一日止年度的財務報表中摘錄有關貴公司財務表現和現金流量的資料(上述年度審計報告已公布)。

羅兵咸永道會計師事務所，香港中環太子大廈22樓

電話：+852 2289 8888，傳真：+852 2810 9888，www.pwchk.com

貴公司董事對未經審核備考財務資料的責任

貴公司董事負責根據香港聯合交易所有限公司證券上市規則(「上市規則」)第4.29條及參考香港會計師公會(「會計師公會」)頒佈的會計指引第7號編製備考財務資料以載入投資通函內(「會計指引第7號」)，編製未經審核備考財務資料。

我們的獨立性和品質控制

我們已遵守會計師公會頒佈的職業會計師道德守則中對獨立性及其他道德的要求，有關要求是基於誠信、客觀、專業勝任能力和應有的審慎、保密及專業行為的基本原則而制定的。

本所應用會計師公會頒佈的香港質量控制準則第1號，因此維持全面的質量控制制度，包括將有關遵守道德要求、專業準則以及適用的法律及監管要求的政策和程序記錄為書面文件。

申報會計師對未經審核備考財務資料的責任

本所的責任是根據上市規則第4.29(7)條的規定，對未經審核備考財務資料發表意見並向閣下報告。與編製未經審核備考財務資料時所採用的任何財務資料相關的由本所曾發出的任何報告，本所除對該等報告出具日的報告收件人負責外，本所概不承擔任何其他責任。

本所根據會計師公會頒佈的香港鑑證業務準則第3420號，就編製招股章程內備考財務資料作出報告的鑑證業務執行我們的工作。該準則要求我們計劃和實施程序以對董事是否根據上市規則第4.29條及參考會計師公會頒佈的會計指引第7號編製未經審核備考財務資料獲取合理保證。

就本業務而言，本所沒有責任更新或重新出具就在編製未經審核備考財務資料時所使用的歷史財務資料而發出的任何報告或意見，且在本業務過程中，我們也不對在編製未經審核備考財務資料時所使用的財務資料進行審計或審閱。

將未經審核備考財務資料包括在通函中，目的僅為說明某一重大事項或交易對該實體未經調整財務資料的影響，猶如該事項或交易已在為說明為目的而

選擇的較早日期發生。因此，我們不對該項交易於二零一七年六月三十日或二零一六年一月一日的實際結果是否如同呈報一樣發生提供任何保證。

就未經審核備考財務資料是否已按照適用標準適當地編製的合理保證的鑑證業務，涉及實施程序以評估董事用以編製未經審核備考財務資料的適用標準是否提供合理基準，以呈列該事項或交易直接造成的重大影響，並須就以下事項獲取充分適當的證據：

- 相關備考調整是否適當地按照該等標準編製；及
- 未經審核備考財務資料是否反映已對未經調整財務資料作出的適當調整。

所選定的程序取決於申報會計師的判斷，並考慮申報會計師對該公司性質的了解、與編製未經審核備考財務資料有關的事項或交易以及其他相關業務情況的了解。

本業務也包括評估未經審核備考財務資料的整體呈列方式。

我們相信，我們獲取的證據是充分、適當的，為發表意見提供了基礎。

意見

本所認為：

- a) 未經審核備考財務資料已由貴公司董事按照所述基準適當編製；
- b) 該基準與貴集團的會計政策一致；及
- c) 就根據上市規則第4.29(1)所披露的未經審核備考財務資料而言，該等調整是適當的。

羅兵咸永道會計師事務所

執業會計師

香港，二零一七年九月七日

經擴大集團的未經審核備考財務資料

緒言

下文列示MI能源控股有限公司及其附屬公司(「本集團」)以及CQ Energy Canada Partnership及其附屬公司(「目標集團」)(以下統稱為「經擴大集團」)的未經審核備考合併財務狀況表、未經審核備考合併綜合收益表及未經審核備考合併現金流量表(「未經審核備考財務資料」)，其乃根據下文所載附註基準編製，以說明本集團建議收購目標集團(「該交易」)之影響，就未經審核備考合併財務狀況表而言猶如其已於二零一七年六月三十日發生，而就未經審核備考合併綜合收益表及未經審核備考合併現金流量表而言，猶如其已於二零一六年一月一日發生。

未經審核備考財務資料已由本公司董事根據香港聯合交易所有限公司證券上市規則第4.29段編製，僅供說明用途，由於其假設性質，其未必真實反映倘該交易已於二零一七年六月三十日完成時經擴大集團之財務狀況，以及倘該交易已於二零一六年一月一日或任何未來日期完成時經擴大集團之綜合收益及現金流量。

未經審核備考財務資料乃根據本集團於二零一七年六月三十日之未經審核簡明中期合併財務狀況表(摘錄自本集團已刊發的中期報告)、本集團截至二零一六年十二月三十一日止年度的經審核合併綜合收益表及經審核合併現金流量表(摘錄自本集團已刊發年度報告)；以及目標集團於二零一七年三月三十一日的合併資產負債表、截至二零一六年十二月三十一日止年度之合併淨虧損及綜合虧損表以及合併現金流量表(源自本通函附錄二會計師報告所載歷史財務資料)編製。

未經審核備考財務資料乃根據本公司截至二零一六年十二月三十一日止年度已刊發年報所載與本集團會計政策一致的會計政策編製。

未經審核備考財務資料應與附錄一所載本集團歷史財務資料以及本通函附錄二所載目標集團歷史財務資料及本通函其他地方所載其他財務資料一併閱讀。

(i) 未經審核備考合併財務狀況表

	備考調整						
本集團於 二零一七年 六月三十日之 未經審核 簡明中期合併 財務狀況表 人民幣千元 (附註1)	目標集團於 二零一七年 三月三十一日 之合併資產 負債表 人民幣千元 (附註2)	人民幣千元 (附註3)	人民幣千元 (附註4)	人民幣千元 (附註5)	人民幣千元 (附註6)	經擴大集團於 二零一七年 六月三十日 之未經審核 備考合併財務 狀況表 人民幣千元	
資產							
非流動資產							
不動產、工廠及設備	2,257,932	6,391,158	19,732	—	—	8,668,822	
無形資產	6,043	—	—	7,966	—	14,009	
於聯營企業之投資	256,476	—	—	—	—	256,476	
遞延所得稅資產	2,845	—	—	—	—	2,845	
可供出售金融資產	52,231	—	—	—	—	52,231	
預付款項、按金及其他應收款項	1,541,832	—	—	—	—	1,541,832	
受限制現金	44,877	—	—	—	—	44,877	
	<u>4,162,236</u>	<u>6,391,158</u>	<u>19,732</u>	<u>7,966</u>	<u>—</u>	<u>10,581,092</u>	
流動資產							
存貨	24,579	—	—	—	—	24,579	
預付款項、按金及其他應收款項	444,610	120,264	—	—	—	564,874	
可供出售金融資產	113,526	—	—	—	—	113,526	
貿易應收賬款	94,468	125,430	—	—	—	219,898	
衍生金融工具	446	—	—	—	—	446	
現金及現金等價物	1,157,238	373,566	—	(3,620,027)	4,397,320	2,308,097	
	<u>1,834,867</u>	<u>619,260</u>	<u>—</u>	<u>(3,620,027)</u>	<u>4,397,320</u>	<u>3,231,420</u>	
總資產	<u>5,997,103</u>	<u>7,010,418</u>	<u>19,732</u>	<u>(3,612,061)</u>	<u>4,397,320</u>	<u>13,812,512</u>	
權益							
本公司擁有人應佔權益							
股本	1,068,796	6,762,234	—	(6,762,234)	—	1,068,796	
其他儲備	(84,836)	—	14,602	(14,602)	—	(84,836)	
留存收益	(958,565)	(3,423,585)	—	3,423,585	—	(1,042,671)	
	<u>25,395</u>	<u>3,338,649</u>	<u>14,602</u>	<u>(3,353,251)</u>	<u>(84,106)</u>	<u>(58,711)</u>	
非控股權益	(27)	—	—	—	—	(27)	
權益總額	<u>25,368</u>	<u>3,338,649</u>	<u>14,602</u>	<u>(3,353,251)</u>	<u>(84,106)</u>	<u>(58,738)</u>	

	備考調整						
本集團於 二零一七年 六月三十日之 未經審核 簡明中期合併 財務狀況表	目標集團於 二零一七年 三月三十一日 之合併資產 負債表						經擴大集團於 二零一七年 六月三十日 之未經審核 備考合併財務 狀況表
人民幣千元 (附註1)	人民幣千元 (附註2)	人民幣千元 (附註3)	人民幣千元 (附註4)	人民幣千元 (附註5)	人民幣千元 (附註6)		人民幣千元
負債							
非流動負債							
借款	4,129,256	—	—	—	3,341,375	—	7,470,631
遞延所得稅負債	90,423	—	5,130	—	—	—	95,553
貿易應付賬款及應付票據	21,817	—	—	—	—	—	21,817
撥備、應計費用及其他負債	66,177	2,763,496	—	—	—	—	2,829,673
	4,307,673	2,763,496	5,130	—	3,341,375	—	10,417,674
流動負債							
貿易應付賬款及應付票據	47,886	356,552	—	(258,810)	—	—	145,628
撥備、應計費用及其他負債	219,273	551,721	—	—	—	84,106	855,100
即期所得稅負債	55,145	—	—	—	—	—	55,145
以公允價值計量且其變動計入 損益的金融負債	—	—	—	—	1,055,945	—	1,055,945
借款	1,341,758	—	—	—	—	—	1,341,758
	1,664,062	908,273	—	(258,810)	1,055,945	84,106	3,453,576
負債總額	5,971,735	3,671,769	5,130	(258,810)	4,397,320	84,106	13,871,250
權益及負債總額	5,997,103	7,010,418	19,732	(3,612,061)	4,397,320	—	13,812,512

(ii) 未經審核備考合併綜合收益表

	備考調整					經擴大集團 於截至 二零一六年 十二月三十一日 止年度之未經 審核備考合併 綜合收益表 人民幣千元 (附註8)
	本集團 於截至 二零一六年 十二月三十一日 止年度之經審 核合併綜合 收益表 人民幣千元 (附註1)	目標集團 於截至 二零一六年 十二月三十一日 止年度之合併 淨虧損及 綜合虧損表 人民幣千元 (附註2)	人民幣千元 (附註6)	人民幣千元 (附註7)	人民幣千元 (附註8)	
持續經營業務						
收益	534,974	1,582,376	—	—	—	2,117,350
折舊、耗損及攤銷	(363,860)	(630,896)	—	(1,831)	—	(996,587)
稅項(所得稅除外)	(13,414)	—	—	—	—	(13,414)
員工薪酬成本	(133,291)	(191,614)	—	—	—	(324,905)
採購、服務及其他直接費用	(105,573)	(729,353)	—	—	—	(834,926)
銷售費用	(18,172)	(140,768)	—	—	—	(158,940)
管理費用	(67,666)	(6,075)	(84,106)	—	—	(157,847)
減值	(234,667)	—	—	—	—	(234,667)
其他收益/(虧損)，淨額	297,849	123,711	—	—	(108,118)	313,442
財務收入	17,490	—	—	—	—	17,490
財務成本	(403,951)	(123,882)	—	—	(329,759)	(857,592)
享有聯營企業投資盈利份額	35,682	—	—	—	—	35,682
享有合營企業投資虧損份額	(3,382)	—	—	—	—	(3,382)
除所得稅前虧損	(457,981)	(116,501)	(84,106)	(1,831)	(437,877)	(1,098,296)
所得稅費用	(147,166)	—	—	476	—	(146,690)

	備考調整					
本集團	目標集團				經擴大集團	
於截至	於截至				於截至	
二零一六年	二零一六年				二零一六年	
十二月三十一日	十二月三十一日				十二月三十一日	
止年度之經審	止年度之合併				止年度之未經	
核合併綜合	淨虧損及				審核備考合併	
收益表	綜合虧損表				綜合收益表	
人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	
(附註1)	(附註2)	(附註6)	(附註7)	(附註8)		
持續經營業務之年度虧損	(605,147)	(116,501)	(84,106)	(1,355)	(437,877)	(1,244,986)
非持續經營業務						
非持續經營業務之年度虧損	(717,086)	—	—	—	—	(717,086)
年度虧損	(1,322,233)	(116,501)	(84,106)	(1,355)	(437,877)	(1,962,072)
其他綜合收益／(虧損)：						
其後可能會重分類至損益的項目						
可供出售金融資產之價值變動	18,405	—	—	—	—	18,405
應佔於聯營企業投資之其他綜合收入	2,799	—	—	—	—	2,799
匯兌差額	(129,976)	—	390,839	—	—	260,863
年度其他綜合虧損，扣除稅項	(108,772)	—	390,839	—	—	282,067
年度綜合(虧損)／收入總額	(1,431,005)	(116,501)	306,733	(1,355)	(437,877)	(1,680,005)

(iii) 未經審核備考合併現金流量表

	備考調整				經擴大集團
	本集團	目標集團			於截至
	於截至	於截至			二零一六年
	二零一六年	二零一六年			十二月三十一日
	十二月三十一日	十二月三十一日			止年度之
	止年度之	止年度之			未經審核備考
	經審核合併	合併現金			合併現金
	現金流量表	流量表			流量表
	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元	人民幣千元
	(附註1)	(附註2)	(附註4、6)	(附註5、8)	
經營活動所得現金流量					
持續經營業務					
經營所得現金	162,742	480,688	(84,106)	—	559,324
已付利息	(382,997)	—	—	(309,959)	(692,956)
已付所得稅	(69,567)	—	—	—	(69,567)
固定優先累積股息付款	—	—	—	(82,068)	(82,068)
非持續經營業務	(81,057)	—	—	—	(81,057)
經營活動(所用)／所得					
現金淨額	(370,879)	480,688	(84,106)	(392,027)	(366,324)
投資活動所得現金流量					
持續經營業務					
收購不動產、工廠及設備	(21,621)	(183,698)	—	—	(205,319)
受限制現金減少	462,646	—	—	—	462,646
金融資產增加	(96,422)	—	—	—	(96,422)
出售附屬公司所得款項	2,283,724	—	—	—	2,283,724
向第三方提供的貸款及按金	(375,045)	—	—	—	(375,045)
投入／收購以權益法入賬					
的投資及貸款	(277,007)	—	—	—	(277,007)
已收利息	20,171	—	—	—	20,171
收購附屬公司	—	—	(3,620,027)	—	(3,620,027)
其他	—	5,522	—	—	5,522
非持續經營業務	(205,736)	—	—	—	(205,736)
投資活動所得／(所用)					
現金淨額	1,790,710	(178,176)	(3,620,027)	—	(2,007,493)

	備考調整				經擴大集團 於截至 二零一六年 十二月三十一日 止年度之 未經審核備考 合併現金 流量表 人民幣千元
	本集團 於截至 二零一六年 十二月三十一日 止年度之 經審核合併 現金流量表 人民幣千元 (附註1)	目標集團 於截至 二零一六年 十二月三十一日 止年度之 合併現金 流量表 人民幣千元 (附註2)	人民幣千元 (附註4、6)	人民幣千元 (附註5、8)	人民幣千元
融資活動所得現金流量					
持續經營業務					
償還借款	(930,224)	—	—	—	(930,224)
融資所得款項	491,534	—	—	3,341,375	3,832,909
發行可換股優先股所得款項	—	—	—	1,055,945	1,055,945
回購及註銷二零一九 優先票據付款	(110,739)	—	—	—	(110,739)
額外取得附屬公司非控制性 權益所支付的款項	(103,919)	—	—	—	(103,919)
為股份獎勵計劃回購股份 支付	(63,706)	—	—	—	(63,706)
發行票據之還款	—	(95,545)	—	—	(95,545)
合夥分派	—	(276,579)	—	—	(276,579)
其他	(33,206)	—	—	—	(33,206)
融資活動(所用)／所得 現金淨額					
	(750,260)	(372,124)	—	4,397,320	3,274,936
現金及現金等價物增加／ (減少)淨額					
	669,571	(69,612)	(3,704,133)	4,005,293	901,119
期初現金及現金等價物	202,967	334,846			537,813
現金及現金等價物匯兌收益	32,423	—			32,423
期末現金及現金等價物					
	904,961	265,234			1,471,355

附註：

1. 有關數額摘自本集團於二零一七年六月三十日之未經審核簡明中期合併財務狀況表(載於本集團已刊發之截至二零一七年六月三十日止六個月之中期報告)以及截至二零一六年十二月三十一日止年度本集團之經審核合併綜合收益表及經審核合併現金流量表(載於本集團截至二零一六年十二月三十一日止年度之已刊發年報)。
2. 有關數額源自目標集團於二零一七年三月三十一日之合併資產負債表以及目標集團截至二零一六年十二月三十一日止年度之合併淨虧損及綜合虧損表與合併現金流量表，均載於通函附錄二。就未經審核備考合併財務狀況表而言，以加元(「加元」)計值之結餘已按於二零一七年三月三十一日有效之匯率1加元兌人民幣5.1762元換算成人民幣(「人民幣」)。就未經審核備考合併綜合收益表及未經審核備考合併現金流量表而言，以加元計值之金額已按截至二零一六年十二月三十一日止年度有效之平均匯率1加元兌人民幣5.0287元換算成人民幣。
3. 交易完成後，目標集團之可識別資產與負債將按照載於國際財務報告準則第3號(經修訂)「業務合併」(「國際財務報告準則第3號」)之會計收購法規定，按公允價值計入經擴大集團合併財務報表。

調整指(i)確認不動產、工廠及設備之公允價值增加約人民幣19.7百萬元，其基於獨立專業估值師所估計目標集團於二零一七年三月三十一日之資產與負債之公允價值釐定；以及(ii)相應估計遞延所得稅負債為約人民幣5.1百萬元。

目標集團於完成日期之可識別資產與負債之公允價值與編製此未經審核備考財務資料所用估計公允價值可能大不相同。因此，商譽之實際金額與此未經審核備考財務資料所採用金額(如下附註四)可能不同。

4. 該等調整指確認目標集團之已付／應付代價、應計提之估計交易成本及股本與收購前儲備之對銷，日期為二零一七年五月三十一日之合夥權益買賣協議(「買賣協議」)所規定之其他項目。

對無形資產之調整指確認交易所產生之商譽人民幣8.0百萬元。下表概述就交易將支付之代價、所收購資產淨值之公允價值以及已確認商譽。

	附註	千加元	人民幣千元
代價總額	(i)	699,360	3,620,027
目標集團可識別資產淨值之公允價值	(ii)	698,812	3,617,191
因公允價值調整而確認之遞延所得稅負債	(iii)	991	5,130
收購所產生之商譽		1,539	7,966

- (i) 699.4百萬加元(相等於約人民幣3,620.0百萬元)之已付代價淨額乃基於經作出買賣協議所規定之調整後之基礎購買價722.0百萬加元(相等於約人民幣3,737.2百萬元)估計。本集團目前計劃以本集團之內部資源及董事會安排之其他股權／債務融資(附註5)結算代價付款。
- (ii) 目標集團於二零一七年三月三十一日之可識別資產與負債之公允價值乃由獨立專業估值師估計。目標集團可識別資產與負債之公允價值詳情載列如下：

	千加元	人民幣千元
目標集團資產淨值之賬面值(附註(a))	645,000	3,338,649
公允價值調整		
—不動產、工廠及設備(附註(b))	3,812	19,732
交割前調整(附註(c))	50,000	258,810
目標集團可識別資產淨值之公允價值	698,812	3,617,191

- (a) 根據本公司會計政策計算之目標集團於二零一七年三月三十一日之資產淨值之賬面值摘自本通函附錄二所載目標集團之會計師報告。
- (b) 公允價值調整與不動產、工廠及設備有關。不動產、工廠及設備於二零一七年三月三十一日之賬面值為1,234.7百萬加元(相等於約人民幣6,391.2百萬元)，而評估值為1,238.5百萬加元(相等於約人民幣6,410.9百萬元)，得出公允價值調整3.8百萬加元(相等於約人民幣19.7百萬元)。目標集團於二零一七年三月三十一日的不動產、工廠及設備的公允價值由獨立專業估值師亞太評估諮詢有限公司估計。勘探及評價資產(「勘探及評價資產」)的公允價值乃按市場法基於可資比較交易進行估計，而樓宇及設備的公允價值乃根據成本法按重置成本進行估計。其他不動產、工廠及設備的公允價值則採用收益法進行估計。
- (c) 根據買賣協議，以賣方為受益人所發行50.0百萬加元(相等於約人民幣258.8百萬元)之本票將在交易交割前轉換為目標集團之資本。
- (iii) 就公允價值調整所產生之暫時差額，已確認遞延所得稅負債約人民幣5.1百萬元。

董事已參考國際會計準則第36號「資產減值」評估商譽是否存在任何減值跡象。董事認為，短期內不會發生對目標集團有不利影響之重大變動。因此，董事認為，就此未經審核備考財務資料而言，商譽之價值現無減值跡象。

本公司將採納一貫會計政策及主要假設與估值方法(如未經審核備考財務資料所用者)評估經擴大集團日後商譽之減值情況，並與其當前之核數師溝通此項基準。

對其他儲備之調整指從公允價值調整抵銷目標集團之其他儲備約人民幣19.7百萬元，當中已扣除相應之估計遞延所得稅負債約人民幣5.1百萬元。目標公司之股本乃作出相應調整，抵銷本集團對目標集團之投資。

5. 交易乃假設將以下列各項產生之現金所得款項撥付：(1)發行人民幣1,055.9百萬元之可換股優先股(「可換股優先股」)；(2)財團銀行將提供之高級有擔保循環信貸額度之現金所得款項淨額人民幣977.2百萬元；及(3)其他貸款額度之現金所得款項淨額人民幣2,364.2百萬元。該交易完成後，所有上述的現金所得款項均被取得。
6. 該等調整指交易之直接應佔估計成本，主要為專業服務費用及其他相關開支12.2百萬元(相等於約人民幣84.1百萬元)，於合併綜合收益表內扣除。

換算目標集團以其功能貨幣加元呈列之財務報表為本集團之呈列貨幣人民幣所產生之外匯收益人民幣390.8百萬元乃於截至二零一六年十二月三十一日止年度之其他綜合收益確認。

該等調整不會對經擴大集團之合併綜合收益表產生任何持續影響。

7. 就未經審核備考合併綜合收益表而言，交易乃假設已於二零一六年一月一日完成。該等調整指確認截至二零一六年十二月三十一日止年度之無形資產所產生之額外攤銷，而該額外攤銷乃基於採用探明已開發產油儲備之單位生產方法及額外攤銷之相應遞延所得稅影響而計算。

此項調整預計將對經擴大集團之合併綜合收益表產生持續影響。

8. 就未經審核備考合併綜合收益表及未經審核備考合併現金流量表而言，交易的融資乃假設已於二零一六年一月一日籌得。

該等調整指交易融資所產生之額外成本。

根據認購協議之條款，本集團將按每股1.00加元之價格向認購人發行204百萬股可換股優先股，所得款項總額為204.0百萬加元(相等於約人民幣1,055.9百萬元)。就未經審核備考財務資料而言，董事經參考獨立專業估值師所編製之估值報告，釐定可換股優先股之公允價值為224.7百萬加元(相等於約人民幣1,163.2百萬元)。認購所得款項與完成後按估值技術計算之公允價值之間之差額20.7百萬加元(相等於約人民幣107.3百萬元)將於管理層所估計之可換股優先股4年年期內按直線基準攤銷。5.2百萬加元(相等於約人民幣26.0百萬元)之年度攤銷乃於其他收益／(虧損)淨額扣除。

根據國際會計準則第39號「金融工具：確認及計量」(「國際會計準則第39號」)，以公允價值計量且其變動計入損益之金融資產之公允價值變動將反映於收益表內。就未經審核備考財務資料而言，假設截至二零一六年十二月三十一日止年度，可換股優先股之公允價值並無變動。可換股優先股之年度固定優先股息乃假設為16.3百萬加元(相等於約人民幣82.1百萬元)，相當於每股股份每年0.08加元。該股息乃於其他收益／(虧損)淨額扣除，假設於二零一六年十二月三十一日支付。

假設基於融資應計之非流動高級有擔保循環信貸額度及其他貸款額度所得年息於二零一六年十二月三十一日支付。按實際利率計算之人民幣329.8百萬元之年度利息開支(已考慮交易成本之影響)乃於融資成本扣除，年內之相應利息付款約為人民幣310.0百萬元。

預計此調整對經擴大集團的合併綜合收益表具有持續影響。

9. 除該交易外，概無對經擴大集團的未經審核備考財務資料作出其他調整，以反映本集團於二零一七年六月三十日後或目標集團於二零一七年三月三十一日後的任何貿易結果或訂立的其他交易。

I 目標集團的管理層討論及分析

下文所載目標集團之節選歷史綜合財務數據摘錄自本通函附錄二會計師報告所載截至二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日止年度及截至二零一七年及二零一六年三月三十一日止三個月的歷史財務資料(未經審核)。中期業績不應被視為對任何其他期間或整個財政年度的業績的指示。所有數據應與附錄二所載綜合財務資料及相關附註一併閱讀。

本通函所載財務資料乃根據國際財務報告準則(「國際財務報告準則」)及有時於本管理層討論及分析中提述的國際會計準則委員會(「國際會計準則委員會」)頒佈的公認會計準則編製。除非另有說明，所有金額均以加拿大貨幣列示。

前瞻性資料及陳述

以下資料包含前瞻性陳述。「預計」、「繼續」、「估計」、「預期」、「可能」、「將」、「預料」、「應該」、「相信」及類似用詞的使用均擬作確定前瞻性陳述。該等陳述涉及已知及未知風險、不確定性及其他因素，可能會導致實際結果或事件與該等前瞻性陳述所預計者有重大差異。

儘管目標集團認為前瞻性陳述所依據的預期及假設屬合理，但由於目標集團無法保證其正確性，因此不應過度依賴前瞻性陳述。由於前瞻性陳述涉及未來事件及條件，其本質上涉及內在風險及不確定性。由於存在若干因素及風險，實際結果可能與當前預計的結果存在重大差異，包括但不限於整體上與石油及天然氣行業相關的風險(例如開發、勘探及生產中的作業風險；勘探或開發項目或資本支出計劃的延遲或變化；儲量預測的不確定性；與生產、成本及費用以及健康、安全及環境風險有關的估計及預測的不確定性)、商品價格及匯率波動以及服務可用性限制、惡劣天氣或分裂條件以及由勘探或開發項目計劃的潛在延遲或變化而導致的不確定性。

有關該等若干風險的詳情請參閱下文「風險因素」。前瞻性陳述之作出乃截至本通函日期，除非適用證券法規定，否則目標集團並無責任公開更新或修改任何前瞻性陳述或資料，無論是否因為新資料、未來事件或其他原因。

財務及營運摘要

下表扼要概述目標集團的主要營運指標及產品價格：

	截至十二月三十一日止年度			截至三月三十一日止三個月	
	二零一四年	二零一五年	二零一六年	二零一六年	二零一七年
日均產量					
(桶油當量／日)	48,110	64,864	56,070	58,263	55,258
石油日均產量(桶／日)	3,702	5,380	4,135	4,211	4,175
天然氣日均產量					
(千立方英尺／日)	256,703	345,168	302,136	313,835	297,342
總鑽井數					
總計	21	5	4	—	8
淨值	17	4	1	—	8

(1) 桶油當量基於6千立方英尺天然氣=1桶原油的換算系數進行計算，僅供參考。

下表概述勘探、開發及生產活動中產生的開支：

	截至十二月三十一日止年度			截至三月三十一日止三個月	
(千加元)	二零一四年	二零一五年	二零一六年	二零一六年	二零一七年
現金資本開支	154,178	112,345	48,246	7,406	22,216
就收購及出售(已付)／					
已收現金	(42,500)	13,040	11,716	3,912	150
直接經營開支	170,923	280,446	133,446	38,641	40,821

運營回顧

天然氣

截至二零一七年三月三十一日止三個月，天然氣產量降至297,342千立方英尺／日，較二零一六年同期下降5.3%。截至二零一七年三月三十一日止三個月，實現天然氣均價為2.99加元／千立方英尺，同比增長43.8%，而二零一六年同期為2.08加元／千立方英尺。期內實現價格的增幅與AECO 7A基準價格的34.5%增幅一致。

於二零一六財年，天然氣產量降至302,136千立方英尺／日，較二零一五財年下降12.5%。產量減少是由於經濟、嚴寒天氣影響北部、南部及Edson產量而致相關資產關閉以及在Carrot Creek的TransCanada Pipeline (「TCPL」)的計劃外限產。由於北美洲天然氣價格下跌，二零一六財年的實現天然氣均價為2.12加元／千立方英尺，同比下降19.1%，而二零一五財年為2.62加元／千立方英尺。按年比較，實現價格的降幅與AECO 7A基準價格的24.5%降幅一致。

於二零一五財年，天然氣產量增至345,168千立方英尺／日，較二零一四財年增加34.5%。是項增加主要是由於二零一四年有重大收購，為二零一五年貢獻全年的產量，而僅在二零一四財年的部分時間作出貢獻，且二零一四年鑽探項目的產量增加。年內實現天然氣均價為2.62加元／千立方英尺，同比下降38.6%，而二零一四財年為4.27加元／千立方英尺。按年比較，實現價格的降幅與AECO 7A基準價格的37.6%降幅一致。

石油

截至二零一七年三月三十一日止三個月，石油產量降至4,175桶／日，較二零一六年同期下降0.9%。截至二零一七年三月三十一日止三個月，實現石油均價為60.10加元／桶，同比增長59.2%，而二零一六年同期為37.75加元／桶。期內實現價格的增幅與WTI原油基準價格的49.8%增幅一致。

於二零一六財年，石油產量降至4,135桶／日，較二零一五財年下降23.2%。產量減少是由於經濟、嚴寒天氣影響北部、南部及Edson產量而致相關資產關閉以及在Carrot Creek的TCPL的計劃外限產。二零一六財年的實現石油均價為49.64加元／桶，同比下降4.5%，而二零一五財年為51.98加元／桶。按年比較，實現價格的降幅與WTI原油基準價格的7.9%降幅一致。

於二零一五財年，石油產量增至5,380桶／日，較二零一四財年增加45.3%。是項增加主要是由於二零一四年有重大收購，為二零一五年貢獻全年的產量，而僅在二零一四財年的部分時間作出貢獻，且二零一四年鑽探項目的產量增加。二零一五財年實現石油均價為51.98加元／桶，同比下降37.5%，而二零一四財年為83.14加元／桶。按年比較，實現價格的降幅與WTI原油基準價格的39.4%降幅一致。

資本開支

截至二零一七年三月三十一日止三個月，資本開支由二零一六年同期的7.4百萬加元增加200.0%至22.2百萬加元，主要是由於Peace River Arch及北部現金產生單位(「現金產生單位」)的鑽井活動增加所致。

於二零一六財年，資本開支由二零一五財年的112.3百萬加元下降57.1%至48.2百萬加元，主要是由於年內商品價格持續下跌導致資本活動減少。

於二零一五財年，資本開支由二零一四財年的154.2百萬加元下降27.2%至112.3百萬加元，主要是由於商品價格下跌及價格持續波動而致受現金制約及經濟發展機會減少。

收購及出售

截至二零一七年三月三十一日止三個月內，目標集團出售小型勘探及評價(「勘探及評價」)資產，獲得現金收益0.2百萬加元。截至二零一六年三月三十一日止三個月，目標集團出售若干賬面淨值2.0百萬加元的石油及天然氣資產及1.2百萬加元的相關停止運作的負債項目，獲得現金收益3.9百萬加元。就出售完成確認的收益為3.1百萬加元。

於二零一六財年，目標集團出售若干油氣資產連同賬面淨值2.4百萬加元的物業、廠房及設備(「物業、廠房及設備」)及1.4百萬加元的相關停止運作的負債項目，獲得現金收益11.7百萬加元。就完成的出售確認10.7百萬加元的總收益。

於二零一六財年，合夥人最終確定向Suncor Energy Inc.進行二零一三年四月十五日合夥權益收購，並確認與淨虧損的13.3百萬加元交割後收購價格調整相關的收益。由於最終購買價調整已直接於淨虧損入賬，因此購買價分配並無進行公允價值調整。

於二零一五年八月十九日，目標集團簽訂一份買賣協議以處置若干油氣資產的開採權益，所得款項淨額為10.7百萬加元。相關資產的賬面淨值(包括物業、廠房及設備、勘探及評價、預付費用及停止運作的負債項目)為0.7百萬加元，因而獲得出售收益10.0百萬加元。目標集團於二零一五財年出售其他油氣資產，獲得現金收益2.3百萬加元，賬面淨值1.3加元(包括物業、廠房及設備、勘探及評價及停止運作的負債項目)，因而獲得出售收益3.6百萬加元。

於二零一四年五月十三日，合夥人與Shell Canada Energy (「Shell」) 簽訂一份買賣協議，以收購Shell於Panther River資產(合夥人先前擁有開採權益)的50%開採權益以及Shell於鄰近Burnt Timber及Hunter Valley資產的開採權益。此外，Direct Energy Marketing Ltd. (「DEML」) 將其於Shell Burnt Timber天然氣加工設施的開採權益轉讓予合夥人，而合夥人將Shell Burnt Timber天然氣加工設施的所有權以及Waterton礦地權益出讓予Shell。收購事項已於二零一四年六月二十七日完成。根據國際財務報告準則第3號，該交易入賬列為業務合併。收購事項淨收益12.6百萬加元，包括收購賬面淨值80.0百萬加元的物業、廠房及設備資產以及24.9百萬加元的相關停止運作的負債項目，獲得現金收益42.5百萬加元。

於二零一四年十月一日，目標集團收購DEML及Direct Energy Resources Partnership (「DERP」) 全資擁有的加拿大天然氣資產的餘下部分。該交易乃透過向目標集團支付現金分派215.0百萬加元進行，估計注資537.0百萬加元(可於交割後調整)，包括天然氣資產。淨資產的賬面值包括104.7百萬加元的勘探及評價、971.9百萬加元的物業、廠房及設備資產及290.5百萬加元的相關停止運作的負債項目。代價537.0百萬加元與已收購資產賬面值之差額乃於合夥人權益內確認為共同控制交易儲備。

直接運營

經營開支由截至二零一六年三月三十一日止三個月的38.6百萬加元或7.21加元／桶油當量增至截至二零一七年三月三十一日止三個月的40.8百萬加元或8.03加元／桶油當量。是項增加主要是由於運營設施的第三方產量下降導致加工收入減少2.2百萬加元。

經營開支由二零一五財年的280.4百萬加元或11.85加元／桶油當量降至二零一六財年的133.4百萬加元或6.52加元／桶油當量。是項減少主要是由於員工人數減少而節省29.9百萬加元、透過經營的工廠更改產量及重新談判加工合約而節省加工費30.0百萬加元、維修、維護及優化工作成本減少28.5百萬加元以及因企業在商品價格下跌的情況下集中精力降低成本而令其他成本節省58.6百萬加元。

經營開支由二零一四財年的170.9百萬加元或9.73加元／桶油當量增至二零一五財年的280.4百萬加元或11.85加元／桶油當量。是項增加主要是由於收購DEML及DERP的加拿大天然氣資產而令目標集團二零一五年全年的經營開支較二零一四年三個月的可比經營開支出現增加。

歷史業績回顧

截至二零一七年三月三十一日止三個月與截至二零一六年三月三十一日止三個月之比較

油氣銷售

目標集團的收益來自油氣產品銷售。截至二零一七年三月三十一日止三個月，目標集團實現油氣銷售收益113.7百萬加元，而截至二零一六年三月三十一日止三個月為80.5百萬加元。是項增加主要是由於實現價格同比上升49.0%，與油氣基準價格的增幅一致。

特許權費

特許權費由截至二零一六年三月三十一日止三個月的4.0百萬加元或收益的4.9%增至截至二零一七年三月三十一日止三個月的10.4百萬加元或收益的9.2%。特許權費及費率增加主要是由於實現價格同比大幅上漲。

運輸

運輸費用由截至二零一六年三月三十一日止三個月的5.1百萬加元或0.95加元／桶油當量增至截至二零一七年三月三十一日止三個月的8.2百萬加元或1.60加元／桶油當量。是項增加主要是由於產量運至市場的管道收費增加，及額外產量由英屬哥倫比亞省轉至阿爾伯塔省以獲得更好的商品定價。

管理

管理費用由截至二零一六年三月三十一日止三個月的13.5百萬加元或2.51加元／桶油當量降至截至二零一七年三月三十一日止三個月的8.6百萬加元或1.69加元／桶油當量。是項下降主要是由於員工費用減少4.2百萬加元以及其他管理費用減少0.7百萬加元。

折耗、折舊及攤銷

折耗、折舊及攤銷由截至二零一六年三月三十一日止三個月的33.2百萬加元或6.19加元／桶油當量降至截至二零一七年三月三十一日止三個月的29.8百萬加元或5.86加元／桶油當量。

勘探及評價資產租賃到期

勘探及評價資產租賃到期由截至二零一六年三月三十一日止三個月的3.1百萬加元下降12.9%至截至二零一七年三月三十一日止三個月的2.7百萬加元。

減值

於二零一七年三月三十一日，目標集團根據本通函附錄二會計師報告附註22所述的後續交易中觀察得到的市場價格以公允價值減出售成本計算可收回金額。測試後，目標集團確定可收回金額低於資產的剩餘賬面值，因此錄得減值135.0百萬加元。

財務費用

財務費用由截至二零一六年三月三十一日止三個月的6.2百萬加元下降3.2%至截至二零一七年三月三十一日止三個月的6.0百萬加元。財務費用包括停止運作的負債項目的貼現增加，並以信貸調整率6.75%進行貼現。

淨虧損

目標集團的淨虧損由截至二零一六年三月三十一日止三個月的虧損19.9百萬加元增加107.7百萬加元或541.2%至截至二零一七年三月三十一日止三個月的127.6百萬加元，這主要是由於上述因素的累積影響。

截至二零一六年十二月三十一日止年度與截至二零一五年十二月三十一日止年度之比較

油氣銷售

目標集團的收益來自油氣產品銷售。截至二零一六年十二月三十一日止年度，目標集團實現油氣銷售收益334.2百萬加元，而截至二零一五年十二月三十一日止年度為478.3百萬加元。是項減少是由於年內產量下降13.6%及實現油氣價格下降19.2%的合併影響所致。

特許權費

特許權費由二零一五財年的23.3百萬加元或收益的4.9%降至二零一六財年的19.5百萬加元或收益的5.8%。特許權費及費率下降是由於年內產量及商品價格下降。

運輸

運輸費用由二零一五財年的24.3百萬加元或1.03加元／桶油當量增至二零一六財年的28.0百萬加元或1.37加元／桶油當量。是項增加主要是由於產量運至市場的管道收費增加，惟被二零一六年的產量下降所抵銷。

管理

管理費用由二零一五財年的54.4百萬加元或2.30加元／桶油當量降至二零一六財年的39.3百萬加元或1.92加元／桶油當量。是項下降主要是由於員工費用減少21.4百萬加元以及酌情及非酌情費用減少3.7百萬加元，惟被資本活動減少令管理費收回款項減少6.4百萬加元以及人員及其他費用減少令資本化勞力減少3.6百萬加元所抵銷。

折耗、折舊及攤銷

折耗、折舊及攤銷由二零一五財年的228.1百萬加元或9.64加元／桶油當量降至二零一六財年的125.5百萬加元或6.13加元／桶油當量。是項下降主要是由於二零一六財年的折耗基數較低而致二零一五財年錄得減值。

勘探及評價資產租賃到期

勘探及評價資產租賃到期由二零一五財年的3.6百萬加元增加222.2%至二零一六財年的11.6百萬加元。是項增加乃主要由於二零一四年租賃到期減少所致。

減值

於二零一六年十二月三十一日，由於天然氣及原油價格的商品期貨價格下跌，目標集團對其物業、廠房及設備、勘探及評價資產進行減值測試。可收回金額乃使用貼現現金流量模式按照公允價值減銷售成本進行計算，目標集團根據測試結果釐定可收回金額超過資產的餘下賬面值，因此並無錄得減值。

於二零一五財年，由於商品價格大幅下降，管理層對其物業、廠房及設備與勘探及評價資產進行減值測試，所得結果為賬面值超過可收回金額，並錄得減值支出558.7百萬加元，影響Foothills、Peace River Arch、北部及南部的現金產生單位。商譽減值112.3百萬加元已計入該價值。

財務費用

財務費用由二零一五財年的27.2百萬加元減少9.2%至二零一六財年的24.7百萬加元。財務費用包括停止運作的負債項目的貼現增加，並以信貸調整率6.75%進行貼現。同比減少是由於就新成本估算及棄置現金流量的時間對資產報廢責任的估計下調。

淨虧損

目標集團的淨虧損由截至二零一五年十二月三十一日止年度的虧損705.6百萬加元增加682.4百萬加元或96.7%至截至二零一六年十二月三十一日止年度的虧損23.2百萬加元，這主要是由於上述因素的累積影響。

截至二零一五年十二月三十一日止年度與截至二零一四年十二月三十一日止年度之比較

油氣銷售

目標集團的收益來自油氣產品銷售。截至二零一五年十二月三十一日止年度，目標集團實現油氣銷售收益478.3百萬加元，而截至二零一四年十二月三十一日止年度為569.4百萬加元。是項減少是由於實現油氣價格下降37.7%，惟被產量同比增長34.8%所抵銷。

特許權費

特許權費由二零一四財年的80.4百萬加元或收益的14.1%降至二零一五財年的23.3百萬加元或收益的4.9%。特許權費下降主要是由於商品價格較二零一四年下降。

運輸

運輸費用由二零一四財年的16.8百萬加元或0.95加元／桶油當量增至二零一五財年的24.3百萬加元或1.03加元／桶油當量。是項增加主要是由於目標集團於二零一四年第四季度收購DEML及DERP的加拿大天然氣資產而令增加額外產量。

管理

管理費用由二零一四財年的39.2百萬加元或2.23加元／桶油當量增至二零一五財年的54.4百萬加元或2.30加元／桶油當量。管理費用增加主要是由於目標集團於二零一四年第四季度收購DEML及DERP的加拿大天然氣資產而令員工費用增加22.5百萬加元。

折耗、折舊及攤銷

折耗、折舊及攤銷由二零一四財年的173.3百萬加元或9.87加元／桶油當量增至二零一五財年的228.1百萬加元或9.64加元／桶油當量。折耗、折舊及攤銷總額增加主要是由於目標集團於二零一四年第四季度收購DEML及DERP的加拿大天然氣資產令折耗基數增加。

勘探及評價資產租賃到期

勘探及評價資產租賃到期由二零一四財年的0.3百萬加元增至二零一五財年的3.6百萬加元，原因是目標集團於二零一四年第四季度收購DEML及DERP的加拿大天然氣資產。

減值

於二零一五財年，由於商品價格大幅下跌，管理層對其物業、廠房及設備與勘探及評價資產進行減值測試，所得結果為賬面值超過可收回金額，並錄得減值支出558.7百萬加元。商譽減值112.3百萬加元已計入該價值。

於二零一四財年，由於商品價格下跌，管理層對其物業、廠房及設備與勘探及評價資產進行減值測試，所得結果為賬面值超過可收回金額，Foothills及南部的現金產生單位錄得減值支出80.1百萬加元。

財務費用

財務費用由二零一四財年的25.6百萬加元增加6.3%至二零一五財年的27.2百萬加元。財務費用包括停止運作的負債項目的貼現增加，並以信貸調整率6.75%進行貼現。

淨虧損

目標集團於二零一五財年錄得淨虧損705.6百萬加元，而二零一四財年淨虧損為4.7百萬加元，這是由於上述因素的累積影響。

EBITDA及經調整EBITDA

目標集團提供各個期間溢利的EBITDA與經調整EBITDA的對賬。我們的大部分直接可比財務表現乃根據國際財務報告準則計算及呈列。EBITDA指除財務費用及折舊、折耗及攤銷前的盈利。經調整EBITDA指EBITDA調整後已剔除非現金及非經常性項目，如資產減值虧損、壞賬撥備、勘探及評價租賃到期、收購或出售收益以及其他非現金或非經常性收入／開支。

目標集團的經調整EBITDA反映其核心業務的經常性現金流量盈利。

目標集團已列入EBITDA及經調整EBITDA，乃因彼等是油氣行業常用的財務指標。目標集團認為其管理層與投資者、研究分析師、銀行家及其他人士將EBITDA及經調整EBITDA用作補充財務指標，以評估經營業績、現金流及資本回報率與該行業其他公司的差異，以及融資能力。然而，

EBITDA及經調整EBITDA不應單獨對待，亦不應被視為經營溢利或任何其他業績指標的替代指標，或作為經營業績或盈利能力的指標。EBITDA及經調整EBITDA不考慮有關可能需要我們就任何目的保留及分配資金的業務之任何功能或法律要求。

下表呈列淨虧損的EBITDA與經調整EBITDA對賬：

(千加元)	截至十二月三十一日止年度			截至三月三十一日止三個月	
	二零一四年	二零一五年	二零一六年	二零一六年	二零一七年
淨虧損	(4,672)	(705,589)	(23,167)	(19,948)	(127,609)
財務費用	25,556	27,198	24,699	6,175	6,005
折耗、折舊及攤銷	173,318	228,121	125,459	33,189	29,801
EBITDA	<u>194,202</u>	<u>(450,270)</u>	<u>126,991</u>	<u>19,416</u>	<u>(91,803)</u>
EBITDA／桶油當量	<u>11.1</u>	<u>(19.0)</u>	<u>6.2</u>	<u>3.6</u>	<u>(18.1)</u>
減值	80,134	558,726	—	—	135,045
勘探及評價資產					
租賃到期	349	3,597	11,592	3,099	2,665
收購及出售的收益	(12,600)	(13,624)	(10,747)	(3,079)	(48)
交割後購買價調整	—	—	(13,346)	—	(194)
壞賬開支	—	—	1,180	25	424
經調整EBITDA	262,085	98,429	115,670	19,461	46,089
經調整EBITDA／桶油當量	<u>14.9</u>	<u>4.2</u>	<u>5.7</u>	<u>3.6</u>	<u>9.1</u>

二零一四財年及截至二零一七年三月三十一日止三個月的EBITDA更高，主要由於油氣商品價格所致。AECO 7A於該等期間的平均定價為4.43加元／千立方英尺及2.77加元／千立方英尺，而二零一五財年、二零一六財年及截至二零一六年三月三十一日止三個月的均價分別為2.77加元／千立方英尺、2.09加元／千立方英尺及2.06加元／千立方英尺。目標集團亦在直接經營成本與管理費用方面實現成本效益，助力二零一五年之後取得更高的EBITDA／桶油當量。

流動資金及資本資源

概述

目標集團經營所處的行業在開發階段需要大量資本開支，主要以經營活動所得現金撥付。目標集團密切監控其資本結構，旨在維持穩健財務狀況以撥付當前經營及未來增長所需的資金。

於二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日以及二零一七年三月三十一日，目標集團並無任何銀行貸款／借款或其他重大或然負債。

資金及財政政策業已確定，始終以充足資金償付所有合約承擔及撥付其資本項目。

目標集團的交易主要以加元計值。

負債比率

負債比率(即應付股東的款項除以資產總額)如下：

	於十二月三十一日			於 三月三十一日
	二零一四年	二零一五年	二零一六年	二零一七年
(千加元)				
應收／(應付)關聯方				
款項	(12,226)	7,598	746	2,402
應付合夥分派	15,000	15,000	15,000	—
應付票據	50,000	69,000	50,000	50,000
借款總額	52,774	91,598	65,746	52,402
資產總額	2,364,097	1,606,573	1,457,979	1,354,356
負債比率	2.2%	5.7%	4.5%	3.9%

經營活動所得現金

於截至二零一七年三月三十一日止三個月，經營的現金流量為56.7百萬加元，而截至二零一六年三月三十一日止三個月為35.6百萬加元。是項增加主要受商品價格上漲及管理現金費用因更低員工費用而減少所致。此等增加部分被特許權費、經營開支及運輸費用增加所抵銷。

截至二零一六年十二月三十一日止年度，經營的現金流量為95.6百萬加元，而截至二零一五年十二月三十一日止年度為113.1百萬加元。是項減少主要受實現商品價格跌19.2%以及產量減少、產量運至市場的運輸費用增加及營運資金主要因應付賬款的支付時間安排而減少等所致。此等減少主要被較低商品價格及數量而致特許權費現金節約與員工費用減少而令經營成本及管理費用下降所抵銷。

於截至二零一五年十二月三十一日止年度，經營的現金流量為113.1百萬加元，而截至二零一四年十二月三十一日止年度為217.3百萬加元。是項減少主要受實現商品價格下跌37.7%以及因目標集團於二零一四年第四季度收購DEML及DERP的加拿大天然氣資產而令現金費用增加所致。

投資活動所用現金

於截至二零一七年三月三十一日止三個月，投資活動所用的現金流量為16.4百萬加元，而截至二零一六年三月三十一日止三個月為6.5百萬加元。所用現金增加主要由於Peace River Arch及北部現金產生單位的鑽井活動資本支出增加所致。

截至二零一六年十二月三十一日止年度，投資活動所用的現金流量為35.4百萬加元，而截至二零一五年十二月三十一日止年度為144.1百萬加元。所用現金減少乃主要由於商品價格下跌導致資本支出減少(這使目標集團透過經營活動所得現金支撐鑽井活動的能力下降)所致。此外，較小的出售取得現金收益11.7百萬加元，而截至二零一五年十二月三十一日止年度為13.0百萬加元。

截至二零一五年十二月三十一日止年度，投資活動所用的現金流量為144.1百萬加元，而截至二零一四年十二月三十一日止年度為161.7百萬加元。所用現金減少乃主要由於商品價格下跌導致資本支出減少(這使目標集團透過經營活動所得現金支撐鑽井活動的能力下降)及因應付賬款的支付時間安排而致營運資金減少所致。此外，二零一五年較小的出售取得現金收益13.0百萬加元，而目標集團於二零一四年第四季度支付現金作為收購DEML及DERP的加拿大天然氣資產的一部分款項。

融資活動所用／所得現金

於截至二零一七年三月三十一日止三個月，融資活動所用的現金流量為20.8百萬加元，而截至二零一六年三月三十一日止三個月為19.0百萬加元。截至二零一七年三月三十一日止三個月所用現金流量乃主要受對目標集團的合夥人的現金分派20.8百萬加元(而截至二零一六年三月三十一日止三個月償還19.0百萬加元的票據)所致。

截至二零一六年十二月三十一日止年度，融資活動所用的現金流量為74.0百萬加元，而截至二零一五年十二月三十一日止年度融資活動取得現金19.0百萬加元。截至二零一六年十二月三十一日止年度所用現金流量乃主要受對目標集團的合夥人的現金分派55.0百萬加元及償還二零一五年發行的19.0百萬加元票據所致。

截至二零一五年十二月三十一日止年度，融資活動所得的現金流量為19.0百萬加元，而截至二零一四年十二月三十一日止年度融資活動所用現金為82.0百萬加元。截至二零一五年十二月三十一日止年度取得現金流量乃由於發行19.0百萬加元的票據，而截至二零一四年十二月三十一日止年度所用現金為82.0百萬加元，主要由於對目標集團的合夥人的現金分派82.2百萬加元所致。

承擔

目標集團有義務支付以下協議項下的未來款項：

期間／年度應付款項 (千加元)	1年	2至3年	4至5年	>5年	總計
於二零一七年三月三十一日					
經營租賃	2,825	2,538	—	—	5,363
資本承擔	40,493	—	—	—	40,493
企業運輸承擔	19,759	21,342	15,748	20,095	76,944
	<u>63,077</u>	<u>23,880</u>	<u>15,748</u>	<u>20,095</u>	<u>122,800</u>
於二零一六年十二月三十一日					
經營租賃	3,191	3,079	293	—	6,563
資本承擔	13,418	—	—	—	13,418
企業運輸承擔	26,139	34,251	17,507	6,063	83,960
	<u>42,748</u>	<u>37,330</u>	<u>17,800</u>	<u>6,063</u>	<u>103,941</u>
於二零一五年十二月三十一日					
經營租賃	3,492	90	—	—	3,582
資本承擔	15,079	—	—	—	15,079
企業運輸承擔	21,744	27,503	11,960	5,098	66,305
	<u>40,315</u>	<u>27,593</u>	<u>11,960</u>	<u>5,098</u>	<u>84,966</u>
於二零一四年十二月三十一日					
經營租賃	7,539	1,637	144	—	9,320
資本承擔	12,138	—	—	—	12,138
企業運輸承擔	24,362	33,890	6,249	5,938	70,439
	<u>44,039</u>	<u>35,527</u>	<u>6,393</u>	<u>5,938</u>	<u>91,897</u>

資產抵押

於二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日及二零一七年三月三十一日，目標集團並無任何抵押資產。

僱員

於二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日及二零一七年三月三十一日，目標集團分別有632名、509名、466名及460名僱員。僱員薪金維持在有競爭力的水平及目標集團繼續參考整體市況及個人表現審查僱員的薪酬待遇。薪酬待遇主要包括薪金、花紅、員工福利及股份激勵。

未來計劃

目標集團正繼續微調二零一七年餘下時間及之後的完成後業務計劃。目標集團計劃在了解資產與以現有經營所得的現金流量撥付發展、維護及優化所需資本開支方面採取經過斟酌的審慎方法。

二零一七年，企業計劃發展核心區及估計其將淨鑽8.7口井，完成其主要資產的資本保值項目及優化目前業務。二零一八年，企業將繼續發展核心區及估計其將淨鑽8.0口井，完成其主要資產的資本保值項目，包括經營的工廠轉場及資產完整性支出與優化目前業務。

II 監管概覽

定價及營銷

石油

於加拿大，石油生產商有權直接與石油採購商就銷售合約進行磋商，導致市場決定油價。全球供求因素對油價具有主要決定性作用；然而，地區市場及運輸問題亦會影響價格。特定價格部分視乎石油質量、競爭燃料價格、運至市場的距離、運輸可行性、成品價值、供／求平衡及銷售合約條款而定。石油出口商亦有權訂立出口合約（就輕質原油而言其年期不超過一年及就重質原油而言其年期不超過兩年），惟須已從加拿大國家能源局（「國家能源局」）取得批准任何有關出口之指令。任何根據較長年期（最長25年）之合約作出的石油出口規定出口商須自國家能源局取得出口許可證。國家能源局已進行諮詢程序更新規管發行出口許可證之規例。更新程序乃屬必要，以滿足於二零一二年六月二十九日獲皇室同意載於加拿大聯邦就業、

增長及長期繁榮法(「繁榮法」)之標準。國家能源局法案第VI部(油氣)法規修訂條例已於二零一五年七月三十一日生效並訂有對獲得較長年期許可證的要求。

天然氣

加拿大的天然氣市場自一九八五年以來已自由化。供求因素決定天然氣價格，價格乃於銷售點(即井口)、天然氣加工廠出口、天然氣輸送系統、倉儲設施、公用系統入口或消費者所接收點計算。因此，天然氣價格取決於相關生產商本身的安排(無論是長期或短期合約及特定銷售點)。由於天然氣亦於交易平台(如天然氣交易所、洲際交易所或美國紐約商品交易所)進行買賣，現貨及期貨價格亦會受該等平台的供求基本面影響。加拿大天然氣出口受國家能源局及加拿大政府規管。出口商可與採購商自由磋商價格及其他條款，惟出口合約必須繼續達到國家能源局及加拿大政府規定的若干其他標準。倘天然氣(除丙烷、丁烷及乙烷外)出口年期少於兩年或兩年至20年(出口量不超過每日30,000立方米)，則該出口必須根據國家能源局指令進行。任何合約年期較長或較大量的天然氣出口，出口商須向國家能源局取得出口許可證。

北美自由貿易協定

加拿大、美國與墨西哥政府之間訂立的北美自由貿易協定(「北美自由貿易協定」)已於一九九四年一月一日生效。就能源資源而言，加拿大繼續在釐定是否准許向美國或墨西哥出口能源資源方面保持自由，惟在出口限制方面並無造成：(i)能源資源出口相對於維持限制一方的商品總供應之比例減少(相較最近36個月期間當時的比例)；(ii)徵收高於國內價格的出口價格(視乎僅限制出口量之若干措施例外情況而定)；及(iii)擾亂正常供應渠道。

在任何其他形式上的數額限制被禁止的情況下，所有三個簽署國均被禁止施加最低或最高出口價規定。簽署國亦被禁止施加最低或最高進口價規定，除非執行反補貼及反傾銷命令及承諾所允許者則另當別論。北美自由貿易協定要求能源監管機構須確保有序及公平實施任何監管變革，並確保有關變革的應用將合約安排之糾紛減到最少及避免遭受定價、營銷及分銷安排之不當干涉，上述種種對加拿大油氣出口商而言至關重要。北美自

由貿易協定考慮放寬對墨西哥能源業的限制貿易行為，並禁止歧視性邊界限制及出口稅。美國新一屆政府已表示有意尋求對北美自由貿易協定進行重新磋商，對油氣行業的有關影響尚未確定。

特許權費及激勵舉措

一般事項

除聯邦規例外，各省份均設法例及規例規管特許權費、生產率及其他事項。上述省份特許權費制度為生產原油、液態天然氣、硫磺及天然氣生產的盈利能力之重大因素。應付土地(皇家政府並無持有礦產權)之生產特許權費由礦產永久業權擁有人及承租人磋商釐定，即使該等土地之生產須繳納若干省級稅項及特許權費。來自在皇家政府土地生產之特許權費由政府法規釐定，且一般以生產總值百分比計算。應付特許權費率一般部分取決於規定的參考價格、油井產能、地理位置、油田發現日期、發現辦法及所生產石油產品的類別或質素。其他特許權費及類似特許權費利益不時透過非公開交易由擁有人的開採權益劃分出來的權益。此等通常被稱為重大特許權費、重大特許權費總額、溢利權益淨額或附帶權益淨額。

加拿大西部各省政府不時就勘探和開發項目設立激勵計劃。有關計劃通常提供減低特許權費率、特許權費免稅期或特許權費稅收抵免及一般在商品價格低落時推出，以透過改善行業內的盈利及現金流鼓勵勘探及開發活動。

加拿大聯邦政府已表示其將(其中包括)取消油氣行業津貼(僅包括允許在成功勘探項目上使用加拿大勘探開支減稅)；實施嚴格管道審查及就應對氣候變化制定泛加拿大框架公約。有關變革將對經營油氣行業的公司的盈利造成影響。

土地保有權

各省政府對位於西部各省的原油及天然氣擁有主導權。各省政府根據租約、牌照及許可證授出勘探及生產油氣的權利，年期各不相同，其條件載列於省法規，包括進行特別工程或付款的規定。位於該等省份的石油及天然氣亦可私人擁有，而勘探及生產該等油氣的權利按租約授出，其條款及條件可予磋商。

阿爾伯塔、英屬哥倫比亞及薩斯喀徹溫各省已實施法規，訂明於租約或牌照主要期限屆滿後，深層非生產性地質構造下的礦產權歸復皇室政府。英屬哥倫比亞政府已就於二零零七年三月二十九日之後發出的租約擴充其深層權利歸復政策，訂明歸復淺層及深層構造不應被視為於主要期限屆滿後能進行生產。

阿爾伯塔亦擁有一項「淺層權利歸復」政策，當中訂明於租約或牌照主要期限屆滿後，就於二零零九年一月一日之後發出之所有租約及牌照而言，淺層非生產性地質構造上的礦產權歸復皇家政府。

生產及經營規例

加拿大油氣行業受到嚴格規管及受規管機構高度管控。以下各項須取得監管批准，其中包括鑽探油氣礦井、建築及經營礦井、管道及設施、倉庫、注入及處置物質以及棄置及回收利用礦井、管道及設施。為能進行油氣營運及於適用的監管機構中維持良好聲譽，生產商必須遵守適用的法規、規例、命令、指令或其他指示(均受政府不時審查、檢討及修訂)。遵從上述法規、規例、命令、指令或其他指示成本昂貴且違反上述各項可能會導致處以罰款或其他制裁。

環境規例

油氣行業目前須遵守加拿大聯邦、省級及市級法律及法例的各種環境規例，而所有規例不時受審查及修訂。有關法規訂明(其中包括)限制及禁止洩漏、釋出或排放與若干油氣行業營運相關所產生的不同物質(如二氧化硫及一氧化二氮)。規管制度載有對油田廢物處理及倉儲、居住地保護以及礦井、管道及設施理想作業、維護、廢棄及回收利用的規定。遵守有關法規可能需要大量支出，而違反有關規定可能導致業務中斷或遭撤銷必要牌照及授權、需承擔民事責任及被處以重大罰款及懲罰。除該等訂明及已知悉之規定外，環境法例(包括就空氣污染及溫室氣體(「溫室氣體」)排放的預期立法)的日後變革均可能會對油氣行業的經營者及其他公司施加進一步規定。

氣候變化規例

聯邦

聯邦及省級層面的氣候變化法規可能會對加拿大油氣行業的規管環境產生重大影響。相關法規造成徵收若干費用及行業風險調查如下。

於二零零七年四月二十六日，加拿大政府發佈「轉危為安：減少溫室氣體及空氣污染行動計劃」(「行動計劃」)，當中載有應對溫室氣體及空氣污染規例的計劃。行動計劃獲更新並於二零零八年三月十日發佈「轉危為安：工業溫室氣體排放規管框架」(「經更新行動計劃」)。經更新行動計劃訂有基於濃度的排放目標，加以應用以按特定設施基準、全部門基準或逐個公司基準對行業進行規管。儘管目的為擬定規例以讓實施經更新行動計劃於二零一零年一月一日具有約束力，而運輸及電力行業為唯一實施規例的行業。

作為聯合國氣候變化框架公約(「聯合國氣候變化框架公約」)之簽署國及哥本哈根協定(聯合國氣候變化框架公約設立的不具約束力協定)之參與者，加拿大政府於二零一零年一月二十九日宣佈，將尋求令其溫室氣體排放由二零零五年水平至二零二零年降低17%，但沒有訂立具約束力的溫室氣體減排目標。於二零一五年五月，加拿大根據聯合國氣候變化框架公約遞交了一份預期國家自主決定的貢獻(「預期國家自主決定的貢獻」)。於法國巴黎舉行二零一五年聯合國氣候峰會前已就預期國家自主決定的貢獻進行了溝通，導致巴黎協定於二零一六年十一月四日生效(「巴黎協定」)。除其他項目外，巴黎協定構成行動及目標，即個別國家承諾協助維持全球溫度上升不超過2攝氏度並力爭限制在1.5攝氏度以下。加拿大政府已於二零一六年十二月十二日對巴黎協定作出追認，根據該協定，加拿大的預期國家自主決定的貢獻成為其國家決定的貢獻(「國家決定的貢獻」)。因此，加拿大政府將其於哥本哈根協定設定的國家自主決定的貢獻減排17%目標變更為至二零三零年低於二零零五年水平減排30%的國家決定的貢獻。

於二零一六年六月二十九日，加拿大、墨西哥及美國宣佈成立北美氣候、清潔能源和環境夥伴關係，當中包括一項行動計劃實現具有競爭、低碳及可持續發展的北美經濟體。該計劃包括對清潔能源生成設定目標、承諾實行巴黎協定，列明應付部分短暫氣候污染的具體承諾及推廣清潔而具效率的運輸。

此外，於二零一六年十二月九日，加拿大政府正式宣佈泛加拿大潔淨成長與氣候變遷框架。因此，聯邦政府將於二零一八年開始實施針對整個加拿大的碳定價計劃。該計劃或會按各省或地區的選擇透過上限及貿易體

系或碳稅機制實施。聯邦政府將就未能於二零一八年之前實施其本身體系的任何省份或地區徵收每噸碳10加元的價格。該金額將逐年按10加元遞增直至於二零二二年達致每噸50加元為止，屆時該計劃將會進行審議。

整體而言，聯邦或省級氣候變化及環境法律及法規的影響仍存在部分不確定性因素，原因是目前無法預測未來規定的範圍。任何新訂法律及法規或現有法律及法規的新增規定將會對目標集團造成重大影響。

III 風險因素

董事認為下列目標集團的風險及其他因素就目標集團股東及潛在投資者而言屬重大。然而，所列風險並非意在包括所有與目標集團相關的風險且載列不分先後順序。董事目前並不知悉或董事目前認為並不重大之的其他風險及不確定因素亦可能會對目標集團的業務造成不利影響。

與收購事項有關的風險

本公司可能無法成功收購目標集團，原因是收購事項的完成須待多項條件達成或獲豁免後方可作實，包括取得聯邦監管批准、本公司股東批准、取得香港聯交所規定的所有許可及批准以及其他慣常完成條件。雖然其在購買協議內並非先決條件，但作為一項條件，本公司亦需要獲得第三方銀行融資，以撥付對目標集團的購買價。

本公司無法保證所有該等完成條件將得以達成。

與目標集團有關的風險因素

勘探、開發及生產風險

油氣經營涉及眾多風險，即使結合經驗、知識及審慎評估未必能避免。目標集團長期商業上的成功取決於其物色、收購、開發及商業上生產油氣儲量的能力。在無持續增加新儲量情況下，目標集團現有儲量及產能將逐漸減少，原因是目標集團利用該等儲量進行生產。目標集團儲量日後的增加將視乎目標集團勘探及開發其現有資產的能力，亦視乎其物色及收購合適出產資產或前景的能力。概不保證目標集團將能繼續物色到滿意的資產

進行收購或參與開發。此外，目標集團管理層或因現時市況、收購及參與條款或定價條件，斷定潛在收購或參與開發項目並不符合經濟原則。此外，概不保證目標集團將發掘或購得額外商業數量的油氣。

未來的油氣勘探工作可能徒勞無功，除發現礦井乾涸，礦井出產但出產的石油不足以彌補鑽探、成功開發(包括水力壓裂法)、營運及其他成本亦為原因之一。礦井成功開發並不保證投資回報，亦不保證可收回鑽探、完成及營運成本。

鑽探風險、環境損害及不同的礦場營運狀況可大幅提高營運成本及對成功礦井生產構成不利影響。礦場營運狀況包括但不限制於延遲獲發政府批准或同意、惡劣天氣狀況迫使相連礦井關閉、倉儲或運輸能力不足或其他地質及機械狀況。儘管嚴謹的礦井監督及有效的維護營運隨時間可將生產率提升至最高水平，但正常的礦場營運狀況卻無法避免生產延遲或下降，因而預計會不同程度對收入及現金流量水平產生不利影響。

油氣勘探、開發及生產經營須承擔有關營運一般涉及的所有風險及損害，包括但不限制於火災、爆炸、爆裂、油氣泄出、溢出及其他環境損害事件。該等一般性風險及危害均可嚴重損毀油氣礦井、生產設施、其他資產、環境及身體受傷。特別是，目標集團可能會於部分地區勘探及生產含硫天然氣。無意洩漏含硫天然氣將會導致身體受傷、丟失性命或損毀礦產，並有可能對人口密集地區進行必要的疏散，上述種種均會導致目標集團負上責任。

油氣生產業務亦須承受有關業務一般涉及的所有風險，包括遭遇無法預計的礦層或礦壓、礦藏出產過早減少以及水侵生產礦層。發生上述任何風險導致的損失可能對目標集團業務、財務狀況、經營業績及前景產生重大不利影響。

按照標準行業慣例，目標集團承受的所有風險不會獲得全保，而並非所有的風險都可投購保險。儘管目標集團會投購其認為符合行業慣例的責任險，但與若干風險相關的責任超出保單限額或無法進行投購。於上述所有情況下，目標集團均會產生巨額成本。

油氣行業不景氣

近期包括全球過剩的油氣供應、石油輸出國家組織(「歐佩克」)所採取的行動、新興經濟體增長緩慢、亞洲市場波動及中斷、多個國家主權債務水平及政局動盪等市場事件及狀況已導致商品價格出現大幅回落及波動。該等事件及狀況已導致油氣公司估值大幅減少並打壓油氣行業信心。近期聯邦層面(對阿爾伯塔而言則為省級層面)的政府變革顯示加拿大面對的困境已加劇，所導致的不確定性因素籠罩規管、稅項、特許權費變革及已頒佈或可能由新政府實施的環境法規各方面揮之不去。此外，無法獲得必要批准鋪設管道及建立其他設施以為加拿大西部油氣行業提供較佳渠道進入市場已導致加拿大西部所生產的油氣面臨額外的價格下行壓力，並導致加拿大西部油氣行業存在不確定性及信心受打擊。較低的商品價格亦可能會影響目標集團儲量的體積及價值，致使部分儲量不符合經濟原則。此外，較低的商品價格已限制並有可能繼續限制目標集團的現金流量導致資本開支預算降低。與此同時，目標集團未必可利用其他儲量代替生產，而目標集團產能及儲量將會按年縮減。

價格、市場及營銷

多項非目標集團所能控制的因素確已並將繼續影響目標集團所收購、生產或發掘的油氣的銷售及價格。目標集團營銷其油氣的能力或視乎其收購那些向商業市場輸送天然氣的管道的能力或立約通過鐵路輸送原油的情況而定。與目標集團儲量運輸距離有關的輸送能力不確定性包括管道、鐵路線、加工及倉儲設施；影響管道、鐵路線及設施的作業問題；及與價格、稅項、特許權費、土地年期、容許產量、油氣出口及油氣業務眾多其他方面相關的政府監管亦可能對目標集團造成影響。

油氣價格將因應油氣供需相對細微的變動、市場不確定性及目標集團所不能控制的多種其他因素而大幅波動。該等因素包括美國、加拿大、歐洲、中國及新興市場的經濟及政治局勢、歐佩克的行動、政府監管、中東、北非及其他地方政局穩定性、國外油氣供需、供應中斷風險、國外進口價格及替代燃料資源的可用性等。油氣價格亦視乎國外市場供求情況及目標集團進入該等市場的能力而定。石油價格預期將維持波動，原因是由於美國頁岩油產量加速增長、全球進口原油商品需求下降、歐佩克有關歐佩克成員

國石油生產的決定及非歐佩克成員國對生產水平的決定等因素導致全球供應過剩。價格大幅下滑可導致目標集團的淨生產收入減少。若干礦井的生產經濟數據或會因低位的價格而有所改變，從而導致油氣生產減少及目標集團儲量的產量及價值減少。目標集團亦可選擇於價格低位時不進行若干礦井的生產。

所有該等因素可導致目標集團的預期淨生產收入大幅減少並削減其油氣生產、開發及勘探活動。油氣價格的任何大幅及延續下跌將對目標集團儲量的賬面值、借貸能力、收入、盈利能力及經營現金流量造成不利影響，並可能對目標集團的業務、財務狀況、經營業績及前景產生重大不利影響。

油氣價格預期在近期將維持波動，原因是由於當前全球經濟現況、歐佩克的行動、政治不明朗因素、其他國家對若干石油生產國施加的制裁及持續信貸及流動資金顧慮而導致該等商品供需的市場不確定性。油氣價格波動導致難以就收購評估出產資產的價值且通常會造成對油氣出產資產市場的干擾，原因是買方及賣方難以就有關價值達成協定。價格波動亦難以對收購、開發及勘探項目作出預算及預測回報。

石油產品替代品及不斷變化的需求

全面節約措施、替代燃料要求、油氣替代品日益增加的消費需求及燃料經濟及能源發電設備的技術變革可降低對油氣及液態烴化合物的需求。目標集團無法預測對油氣產品不斷變化的需求的影響，任何重大變動可能會對目標集團的業務、財務狀況、經營業績及現金流量產生重大不利影響。

儲量估算

在油氣及天然氣液態儲量以及該等儲量應佔的未來現金流量估算方面存在多項固有不確定因素。本文件所載的儲量及相關現金流量資料僅屬估算。一般而言，經濟上可收回的油氣儲量的估算及有關估算儲量的未來現金流量淨額乃基於多項可變因素及假設進行，如：

- 資產的歷史生產；

- 生產率；
- 最終儲量回採；
- 資本開支的時間及數額；
- 油氣銷路；
- 特許權費率；及
- 政府機構監管的假定影響及日後營運成本(所有各項均可能與實際結果存在重大差異)。

由於此等原因，由不同工程師或由相同工程師於不同時間編製的任何特定資產組別應佔的估計經濟上可收回油氣儲量、該等儲量按回採風險劃分的分類及有關儲量的未來淨收益估計可能有所不同。目標集團有關其儲量的實際生產、收益、稅項及開發及營運支出將有別於其估計，而有關變動可能屬重大。

那些可於日後開發及生產的證實儲量估計通常基於體積計算及相近類型儲量類比(而非實際生產歷史)。採收率及流域通常根據經驗及相近生產礦產類比而進行估計。基於該等方法的估計一般較基於實際生產歷史者不可靠。隨後基於生產歷史及生產慣例對同一儲量進行估值，將導致估計儲量出現變動，而有關變動可能屬重大。

根據適用的證券法律，目標集團的獨立儲量估價行已使用預測價格及成本估計本文件所概述之儲量及未來現金流量淨額。實際未來現金流量淨額將受其他因素(如實際生產水平、油氣的供求、油氣買方的消費縮減或增加、政府監管或稅務變動及通脹對成本的影響)所影響。

實際生產及自目標集團油氣儲量產生的現金流量將有別於儲量評估所載之估計，而有關變動可能屬重大。儲量評估乃部分基於假設未來數年目標集團擬將進行的活動的成功而作出。儲量評估得出及所載之儲量及估計現金流量將會減少至該等活動無儲量評估的假設成功水平的程度。儲量評估乃於特定生效日期生效且除特別指明外，並無更新，因此，並無反映自該日以來目標集團儲量的變動。

倚賴關鍵人員

目標集團的成功很大程度上倚賴若干關鍵人員。如失去該等關鍵人員的服務則可能會對目標集團的業務、財務狀況、經營業績及前景造成重大不利影響。現有管理團隊對目標集團的當前及近期營運的貢獻可能最為重要。此外，油氣行業競奪合資格人員的競爭激烈，因而不保證目標集團可繼續吸引及挽留其業務發展及經營所需的全部人員。投資者須倚賴目標集團管理層的能力、專長、判斷、決定、正直及誠信。

政局不確定性

歷史數年，美國及若干歐洲國家發生重大政治事件，導致全球金融及經濟市場充滿不確定性。近期總統選舉中已作出多項選舉承諾及新一屆美國政府已開始採取措施實施部分該等承諾。有關政府所討論的行動包括重新商討北美自由貿易協定的條款、美國退出跨太平洋夥伴關係協定、對進入美國的進口商品徵稅、美國放寬監管及降低稅項、引入法例減少移民及限制部分國家的公民進入美國。目前尚未明確美國新一屆政府將予實施的措施，以及倘實施有關措施則其對加拿大特別是油氣行業有何影響。新一屆美國政府採取的任何措施均可能對加拿大經濟及加拿大油氣公司(包括目標集團)的業務、財務狀況、經營業績及估值產生不利影響。

除美國政局混亂外，英國公民近期投票退出歐盟且英國政府已開始採取措施實施相關退出事宜。部分歐洲國家亦出現反體制政黨及公眾抗議開放移民政策、貿易及全球化。倘北美、歐洲及世界其他地區實施的若干政治行動導致自由貿易、個人進出及行動自由顯著下降，可能會對目標集團在國際上營銷其產品的能力造成不利影響、目標集團經營所需的商品及服務成本增加、降低獲得技能勞工的能力及對目標集團的業務、營運及財務狀況造成不利影響。

競爭

石油行業於各個階段均存在激烈競爭。目標集團與從事勘探、開發、生產及銷售油氣的多家其他實體進行競爭。目標集團的競爭對手包括較目標集團擁有雄厚財務資源、優良的員工及設施的油氣公司。部分該等公司不僅勘探、開發及生產油氣，而且亦從事煉油業務並按國際基準營銷油氣。由於該等互補業務，部分該等競爭對手較目標集團擁有更優及更多元化的競爭性資源。目標集團日後增加其儲量的能力將不僅取決於其勘探及開發現有資產的能力，亦視乎其篩選及收購其他合適出產資產的能力或鑽探前景。油氣分銷及營銷的競爭因素包括價格、加工及輸送及倉儲的可靠性。

外匯風險

北美油氣價格乃以美元計值的商品價格為基準。因此，加拿大生產商所收取的價格受可能隨時間推移而波動的加元／美元匯率的影響。目標集團並無訂立任何合約以管理外匯風險。

IV 重大不利變動

董事於最後實際可行日期並無注意到自合資格人士報告生效日期以來有任何重大不利變動。

DeGolyer and MacNaughton

5001 Spring Valley Road

Suite 800 East

Dallas, Texas 75244

此乃DeGolyer and MacNaughton報告的電子版。

本文所載各文件旨在說明標的報告內的若干數據，並因此受限於報告內的釋義、資質、解釋、結論及其他條件。各文件所包含的資料及數據可能會出現誤解；因此，本報告的已簽署及裝訂本應被視為該資料的唯一權威來源。



DeGolyer and MacNaughton

5001 Spring Valley Road

Suite 800 East

Dallas, Texas 75244

為MI能源控股有限公司

編製有關**CQ ENERGY CANADA RESOURCES**

PARTNERSHIP

截至二零一七年三月三十一日

所擁有位於阿爾伯塔、英屬哥倫比亞及薩斯喀徹溫

的若干資產之

合資格人士報告

DeGolyer and MacNaughton

5001 Spring Valley Road

Suite 800 East

Dallas, Texas 75244

二零一七年七月二十八日

MI能源控股有限公司

中國北京

朝陽區慧忠路5號

遠大中心6座1501室

郵編100101

敬啟者：

根據閣下的要求，我們已對截至二零一七年三月三十一日CQ Energy Canada Resources Partnership (CQ Energy)聲明擁有權益的若干資產的證實及概算石油、凝析油、天然氣及天然氣凝液儲量，以及證實及證實加概算儲量的價值編製估算。資產位於加拿大的阿爾伯塔、英屬哥倫比亞及薩斯喀徹溫省。

證實及概算儲量估算已採用加拿大國家法規51-101 (Canadian National Instrument 51-101 (NI 51-101) 制定的儲量定義編製。NI 51-101標準是香港聯合交易所有限公司(香港聯交所)刊發指引附註中的參考標準。該等儲量定義在本報告儲量定義一節中詳細討論。

本報告所載的儲量估算以總儲量、公司總儲量以及淨儲量表述。總儲量的定義為二零一七年三月三十一日後仍待從該等資產出產的估計石油總量。公司總儲量的定義為扣除其他方擁有的開採權益後CQ Energy擁有的開採權益應佔總儲量的部分。淨儲量的定義為扣除特許權費及其他方擁有的所有權益後CQ Energy擁有的權益應佔總儲量的部分。

DeGolyer and MacNaughton

本報告呈列採用CQ Energy提供的價格及成本估算的證實及證實加概算淨儲量價值。有關未來價格及成本假設的詳細說明載於本報告儲量估值一節，在本報告稱為預測價格狀況。本報告亦呈列基於八種敏感度情況估算的證實及證實加概算淨儲量價值。本報告的所有價值以加元列示。

本報告列示的價值以未來收益總額、未來收益淨額及淨現值列示。未來收益總額指因開採及銷售估計淨儲量而將累計至評估權益的收益。未來收益淨額透過將未來收益總額扣除特許權費、營運開支、資本成本以及棄置及恢復成本計算。營運開支包括油田營運開支、運輸費以及與生產活動直接相關分配的間接費用。資本成本包括地表設施及管道、鑽井、完井、收集系統及壓縮機等項目。淨現值的定義為按特定隨意費率於預計變現期間每月複式計算貼現的未來收益淨額。淨現值不應被理解為公平市值，因為並無考慮影響資產買賣價格的其他因素。本報告中，淨現值採用5%、8%、10%、12%及15%的貼現率。

儲量及未來收益淨額的估算應僅被視為可能會因有其他生產歷史及更多可得資料而變化的估計。不僅上述儲量及收益估計乃以目前所得資料為依據，且此等估計亦會受到詮釋有關資料時引用判斷性因素的固有不確定因素影響。

執行概要

CQ Energy聲明其擁有加拿大阿爾伯塔、英屬哥倫比亞及薩斯喀徹溫省134個油田的權益。該等資產的地圖如圖1所示。我們已評估134個油田當中的78個。餘下56個油田(佔CQ Energy的淨現值不足5%)已經CQ Energy評估。我們評估的78個油田中，62個油田現時在產。6

DeGolyer and MacNaughton

就本報告所述預測價格狀況而言，二零一七年三月三十一日評估資產的估計證實及概算淨儲量概述如下，以千桶、百萬立方英尺及千桶油當量列示：

	淨儲量			
	石油及凝析油 (千桶)	天然氣凝液 (千桶)	銷售天然氣 (百萬立方英尺)	油當量 (千桶油當量)
證實				
已開發在產	11,214	3,073	689,856	129,263
已開發不在產	672	138	95,442	16,717
未開發	4,575	722	290,909	53,782
證實總計	16,461	3,933	1,076,207	199,762
概算	7,170	1,669	543,407	99,407
證實加概算	23,631	5,602	1,619,614	299,169

附註：

1. 概算儲量根據加拿大國家法規51-101 (Canadian National Instrument 51-101)的規定呈列，並非相當於證實儲量。
2. 證實加概算儲量為儲量多個估算的算術總和，統計原則顯示實際可採收的儲量可能存在誤導。務請垂注個別儲量類別及採收概率的估算，闡述於本報告儲量定義一節。
3. 本報告估算的所有石油儲量為輕質或中質油。
4. 天然氣按每桶油當量6,000立方英尺天然氣的係數轉換為油當量。

就本報告所述預測價格狀況而言，二零一七年三月三十一日CQ Energy應佔評估資產證實及證實加概算儲量權益淨額之估計未來收益淨額及按各貼現率計的未來收益淨額淨現值概述如下，以百萬加元列示：

	預測價格狀況				
	證實已開發在產 (百萬加元)	證實已開發不在產 (百萬加元)	證實未開發 (百萬加元)	證實總計 (百萬加元)	證實加概算 (百萬加元)
未來收益淨額	1,865	232	667	2,764	4,910
按5%計淨現值	1,314	169	323	1,806	2,807
按8%計淨現值	1,114	143	204	1,461	2,147
按10%計淨現值	1,012	130	144	1,286	1,833
按12%計淨現值	928	119	96	1,143	1,585
按15%計淨現值	826	105	42	973	1,301

附註：

1. 概算儲量的價值根據加拿大國家法規51-101 (Canadian National Instrument 51-101)的規定呈列，並非相當於證實儲量的價值。
2. 該等估算的編製並無計入未來加拿大所得稅開支。

DeGolyer and MacNaughton

緒言

DeGolyer and MacNaughton為特拉華的企業，辦事處地址為5001 Spring Valley Road, Suite 800 East, Dallas, Texas 75244, U.S.A.。該公司由一九三六年起在世界各地提供石油顧問服務。該公司的專業工程師、地質學家、地球物理學家、岩石物理學家及經濟學家，均參與油氣資產獨立估值、碳氫化合物及其他礦物礦區估值、盆地估值、綜合實地研究、股權研究，以及研究關於能源產業的供應及經濟事宜。除提供收費的專業服務外，DeGolyer and MacNaughton與涉及權益(為本報告標的)的其他人士或公司並無商業安排。

是次評估由Gregory K. Graves先生監督。Graves先生為DeGolyer and MacNaughton的高級副總裁及公司北美分部的經理，為德克薩斯州的註冊專業工程師以及國際石油工程師協會(International Society of Petroleum Engineers)及石油評價工程師學會(Society of Petroleum Evaluation Engineers)會員。彼擁有逾33年油氣藏研究及評估經驗。

編製本報告所用資料乃從CQ Energy獲得。編製本報告時，我們倚賴CQ Energy提供的資料，內容有關所評估的資產權益、資產的生產、現時經營和開發成本、現時生產價格、與現有和未來業務及生產銷售有關的協議、租賃屆滿日期以及所示的其他各種已被接納資料和數據。雖然我們並無獨立核查，惟本報告所用資料屬合理。本報告所載所有油田現有生產數據、第三方報告及圖片證據視為適當，原因是油田均位於成熟的在產區。

就我們所知，並無將影響CQ Energy生產業務的特別因素就該等油田的恰當估算而言需要額外資料。本報告乃基於我們所了解的東道國石油法例、稅項及當前適用於該等資產的其他法規的影響而編製。

DeGolyer and MacNaughton

本報告估算儲量按定義屬商業儲量。經濟極限以CQ Energy提供的價格及成本為準。有關價格及成本的詳細說明載於本報告儲量估值一節。

儲量定義

本報告所載石油儲量按證實程度分類為證實或概算儲量。本報告僅評估證實及概算儲量，而未評估可能儲量。就本報告而言，儲量指預計可從已知油藏中經濟地開採出來的石油或天然氣數量。下文所示儲量定義是本報告所載估計的依據。定義乃按加拿大油氣評估手冊(COGEH)(第二版，二零零七年九月一日)卷1：第五條儲量定義及評估慣例與程序所呈列，根據就加拿大國家法規51-101編製的定義。石油儲量根據下文所示COGEH第5.4.1、5.4.2及5.4.3條分類。COGEH第5節載有本報告所用儲量定義的完整及正式解釋。

儲量類別 — 儲量指預期將從指定日期起可從已知油藏中開採出來的石油和天然氣以及相關物質的估算剩餘數量，乃根據以下基準得出：

- 鑽井、地質、地球物理和工程數據的分析；
- 既有技術的使用；
- 普遍認為合理並須予以披露的特定經濟狀況。

儲量乃根據與估算相關的確定性的程度分類。

證實儲量 — 指該等具有較高程度的可予開採確定性的可予估算的儲量。可予開採的實際剩餘數量很可能超過估計證實儲量。

DeGolyer and MacNaughton

概算儲量 — 指該等可予開採的確定性比證實儲量低的額外儲量。可予開採的實際剩餘數量同樣可能將多於或少於估計證實+概算儲量的總和。

可能儲量 — 指該等可予開採的確定性比概算儲量低的額外儲量。可予開採的實際剩餘數量不太可能將超過估計證實+概算+可能儲量的總和。

開發及生產現狀 — 各儲量類別(證實、概算及可能)可分為已開發及未開發類別。

已開發儲量 — 指該等預期將從現有油氣井及已安裝設施中開採的儲量，或(如設施尚未安裝)該等儲量將只需低的投產開支(比如與鑽井成本相比較)。已開發類別可細分為在產及不在產類別。

已開發在產儲量 — 指該等預期將於估算時從完井層段中開採的儲量。該等儲量可能目前正在投產或，如目前正處於停產狀態，該等儲量必定是以往投產過，並且恢復生產的日期必須是已知的，且具有合理確定性。

已開發不在產儲量 — 指該等尚未投產或以往已投產但目前正處於停產狀態且恢復生產的日期未知的儲量。

未開發儲量 — 指該等預期將從已知油藏中開採的儲量，並且需要巨額開支(比如與鑽井成本相比較)方可使該等儲量投產。該等儲量必須完全符合彼等所屬儲量分類(證實、概算、可能)的規定。

DeGolyer and MacNaughton

對於多井油氣藏而言，可能需要將總油氣藏儲量在已開發類別與未開發類別之間進行適當分配，或再將油氣藏的已開發儲量在已開發在產儲量與已開發不在產儲量之間進行細分。這一分配方法應根據估算員對將從特定油氣井、設施及油氣藏的完井層段開採的儲量以及各自的開發及生產現狀的評估作出。

報告儲量的確定性程度——上文第5.4.1條儲量類別的定義所載的定性確定性程度適用於獨立儲量實體，意即進行儲量計算的最低程度，以及適用於「報告儲量」，意即用於計算所呈列儲量估算的最高程度獨立實體估算總額。報告儲量應針對特定經濟狀況下的以下確定性程度：

- 至少90%概率實際開採數量將等於或超過估計證實儲量；
- 至少50%概率實際開採數量將等於或超過估計證實+概算儲量的總和；
- 至少10%概率實際開採數量將等於或超過估計證實+概算+可能儲量的總和。

有關為各儲量類別編製估算的確定性程度的定量計量方法旨在提供有關風險及不確定性的更清晰理解。然而，大部分儲量估算將使用確定性方法編製，有關方法並無提供概率的算術推導定量計量方法。原則上，使用概率性方法或確定性方法所編製的估算之間不應存有任何差異。

油田討論

CQ Energy資產的15個主要油田位於英屬哥倫比亞省東北部，橫跨西加拿大沉積盆地內的阿爾伯塔。該盆地面積1,400,000平方公里，沿著落基山脈的強烈擾動山麓地帶沉積最厚最深，向東及向北逐漸

DeGolyer and MacNaughton

變薄。開發該盆地一般涉及兩種不同的構造環境。第一，古生代至侏羅紀地台次序在北美洲被動邊緣的沉積以碳酸鹽岩為主。該等沉積其後被侏羅紀中期至古新世前陸盆地次序(由在加拿大Cordillera山系的活躍邊緣造山構造期間形成的碎屑岩組成)覆蓋。該盆地包括多個獨立的石油系統。

油氣藏地質

侏羅紀中期至古新世層段包含多個產油地層。主要資產中擁有權益的產油地層為：晚白堊世Belly River、Milk River、Medicine Hat、Cardium及Viking地層；早白堊世Notikewin及Wilrich地層及Mannville群；及中侏羅紀Rock Creek地層。該等沉積通常是碎屑物，而圈閉機制是結構與地層形勢結合的成果。

古生代至中侏羅紀層段蘊含以下主要資產中擁有權益的產油區域：晚三疊紀Baldonnel及Charlie Lake地層；早三疊紀Montney地層；密西西比紀Rundle群；及中至晚泥盆紀Wabamun及Beaverhill Lake地層。該等沉積主要是碳酸鹽及一些散佈的碎屑物。圈閉機制是結構與地層形勢結合的成果。

生產表現

截至二零一六年五月三十一日，CQ Energy聲明擁有權益的134個油田中的110個油田在產。截至二零一六年五月三十一日的累計產量估計約為656百萬桶石油、175,120億立方英尺天然氣及2,933百萬桶水。於二零一六年五月三十一日，產量為平均每日約19,000桶石油及604百萬立方英尺天然氣。

自成立以來所有油田的歷史油氣產量及預測分別列於圖2及圖3。

DeGolyer and MacNaughton

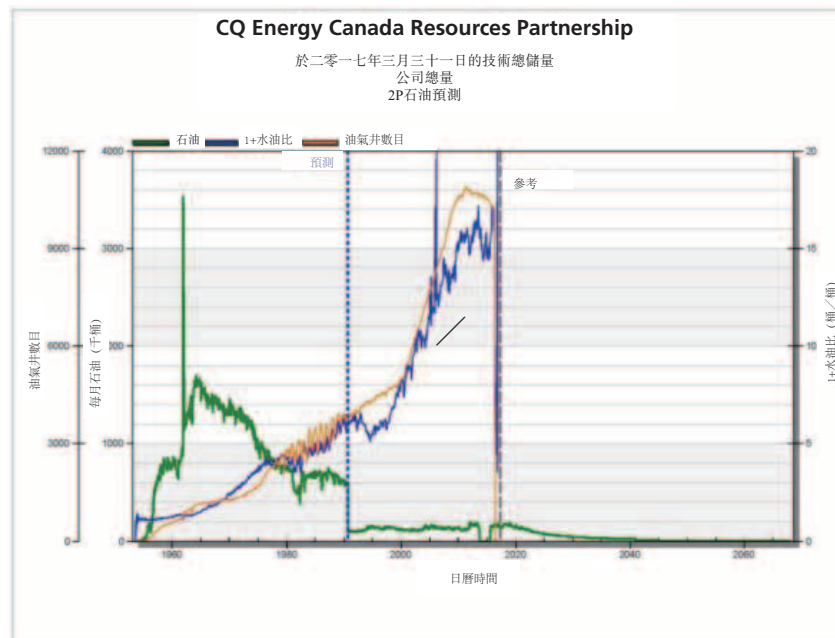


圖2
CQ Energy 公司石油總量情況

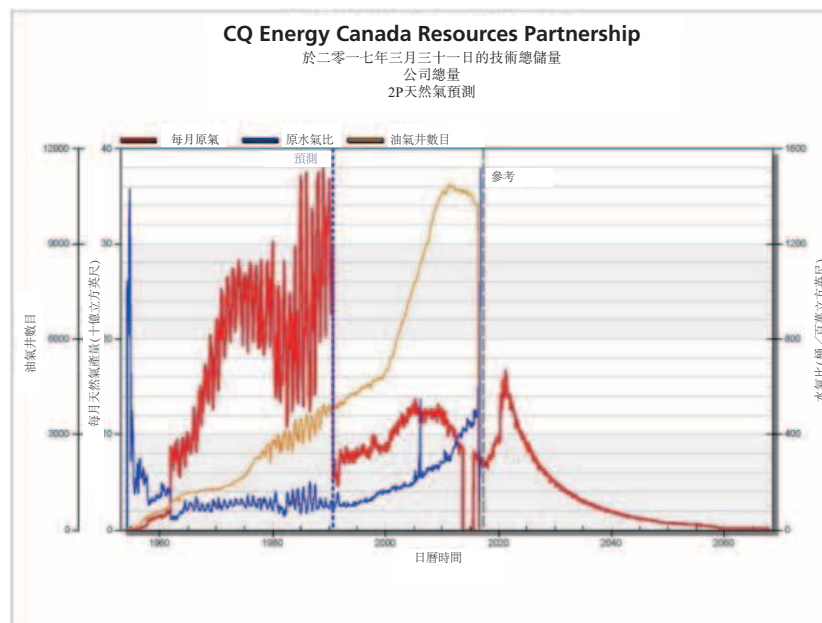


圖3
CQ Energy 公司天然氣總量情況

DeGolyer and MacNaughton

設施基建

本報告所評估所有油田位於加拿大成熟的油氣區，因此就本報告而言說明設施基建視為不必要。

阿爾伯塔

Alderson 油田

CQ Energy 聲明其擁有阿爾伯塔西南 Alderson 油田 (第 14 至 16 號鎮，範圍 9 至 11W4) 約 71.5% 的開採權益。現時，CQ Energy 持有的土地面積上有 950 個在產天然氣井。主要生產區為 Milk River、Medicine Hat 及 Second White Specks。

Milk River 地層

Milk River 地層屬晚白堊世，上承 Belly River 地層，下接 First White Specks 頁岩。Milk River 地層構成一個東北走向的錐形碎屑岩楔，延伸穿越阿爾伯塔省南部及薩斯喀徹溫省西南部。地層特徵由西南的主要淺海相海岸線及沿海沉積轉變為東北的深海陸架沉積。

Medicine Hat 地層

Colorado 群的 Medicine Hat 地層屬晚白堊世，上承 First White Specks 頁岩，下接 Colorado 頁岩。Medicine Hat 地層由海洋淤泥及頁岩與不連續砂岩床互層組成。主要的油氣藏由南／北走向向上變粗的海相砂岩組成，向東橫向相變為海相頁岩。天然氣因砂相的橫向尖滅而形成地層圈閉。

儲量及產量預測

Alderson 油田的天然氣一直產自 Medicine Hat 及 Belly River 地層。油田已開發逾 40 年，截至二零一六年五月共生產 410.1 十億立方英尺天然氣。目前，該油田的日產量合計為 23,608 千立方英尺天然氣。所有在產氣井按遞減曲線分析獲分配證實及概算在產儲量。根據與周圍

DeGolyer and MacNaughton

氣井的類比，400個鑽井井位獲分配證實及概算未開發儲量。CQ Energy聲明其計劃自二零一八年起每年鑽探100個氣井。

Benjamin油田

CQ Energy聲明其擁有阿爾伯塔南部Benjamin油田(第28至29號鎮，範圍7至8 W5M)約76.3%的開採權益。現時，CQ Energy持有的土地面積上有15個在產天然氣井。主要生產區為Rundle群。

該油田位於一條重疊堆積的推覆岩席及分離褶皺帶內，形成北美洲Cordillera山系的東部邊緣。Cordillera山系的演變形成一個被稱為落基山脈前陸沖斷褶皺帶的可能構造航道。該顯著特徵在加拿大整個西部延續。在該複雜地區內，一系列隆起的堆積推覆岩楔褶皺，包括以逆沖斷層為邊界的滾動背斜構造。沉積包裹體之後因底部滑脫構造的底沖斷層而從古生代沉積更穩定的部分分離開來。

Mount Head地層

Mount Head地層為密西西比紀Rundle群的最高層，上承Nordegg地層，下接Turner Valley地層。Mount Head地層由細粒至微晶白雲岩組成，含常填滿不透明方解石的細小晶簇。由於在背斜發現油氣藏，故屬構造圈閉。

Turner Valley地層

Turner Valley地層為密西西比紀Rundle群的中間層，上承Mount Head地層，下接Elkton地層。Turner Valley地層由中至粗結晶海百合灰岩組成。Turner Valley的白雲岩化遍及阿爾伯塔西南大部分地區，屬構造圈閉。

儲量及產量預測

目前，Rundle群15個在產天然氣井的日產量合計為10.8百萬立方英尺。證實及概算在產儲量採用遞減曲線分析分配。第11-13-029-08W5號井的開採視為經濟上不合算，故該井並無獲分配儲量。

DeGolyer and MacNaughton

CQ Energy 提議針對 Rundle 群天然氣鑽探6個新井，3個位於 Benjamin 適當地區，3個位於 Mockingbird 地區。按與探邊井的類比並計及物質平衡及容積法計算的天然氣地質儲量，分配證實及概算未開發儲量。

Burnt Timber 油田

CQ Energy 聲明其擁有阿爾伯塔西南部 Burnt Timber 地區(第29至32號鎮，範圍8至9 W5M)約100%的開採權益。現時，CQ Energy 持有的土地面積上有10個重新啟動的後備項目。主要生產區為 Rundle 群及 Wabamun 地層。

Rundle 群

Rundle 群屬密西西比紀，上承 Nordegg 地層，下接 Banff 地層。在該地區，Rundle 群由 Turner Valley、Elkton、Shunda 及 Pekisko 地層組成。Turner Valley 地層由中至粗結晶海百合灰岩組成。Elkton 地層由高能陸架白雲石、石灰泥粒灰岩、粒狀灰岩及泥粒灰岩組成。Shunda 地層由夾層頁岩、泥灰岩及石灰岩組成。最底端的 Pekisko 地層由沉積在高能環境的陸架粒狀灰岩組成。該區域屬構造圈閉。

Wabamun 地層

Wabamun 地層屬晚泥盆世，上承 Banff 地層，下接 Graminia 地層。Wabamun 地層由白雲石灰岩及鈣質白雲岩組成，有相當數量的夾層硬石膏。

儲量及產量預測

Burnt Timber 油田於二零一五年十月關停，日產3百萬立方英尺天然氣。預計合共10個氣井(13個項目)於二零一七年六月重新啟動。所有氣井根據遞減曲線分析分配證實及概算不在產儲量。預計第05-07-031-09W5號井的開採速度經濟上不合算，因此並無獲分配任何儲量。CQ Energy 預期所需基礎設施將於二零一七年五月就位。總重啟成本1,800,000加元將於個別氣井間分配。

DeGolyer and MacNaughton

Carrot Creek 油田

CQ Energy 聲明其擁有阿爾伯塔中部 Carrot Creek 油田 (第 50 至 54 號鎮，範圍 12 至 16 W5M) 多項開採權益。現時，CQ Energy 持有的土地面積上有 17 個在產油井、88 個在產天然氣井及數個關停井。該地區的晚白堊世 Edmonton、Belly River、Cardium、Second White Specks 及 Viking 地層、Mannville 群的 Glauconitic 及 Ellerslie 地層、早白堊世 Bluesky 及 Gething 地層以及侏羅紀 Rock Creek 及 Nordegg 地層生產石油及天然氣。

Cardium 地層

晚白堊世 Cardium 地層屬 Colorado 群，上承 Colorado 頁岩。在該區域，Cardium 地層下接 Blackstone 地層。由於淺層海砂在西邊迅速湧入碎屑時沉積，故形成 Cardium 砂岩。該等砂岩沉積為臨濱層序。由於壩砂尖滅，屬地層圈閉。

Viking 地層

Viking 地層屬早白堊世，上承 Base Fish Scales 地層，下接 Joli Fou 頁岩。在該地區，Viking 地層由在區域性陸架向上變粗的區段沉積為臨濱層序的堆積海相臨濱砂壩組成，屬地層圈閉。

Notikewin 地層

Notikewin 地層為 Spirit River 群的最高層，屬早白堊世。在該地區，Notikewin 地層上承 Mannville 上部，下接 Spirit River 群 Falher 段。前積海灘層序被湍急的河道層序中斷，其後按新的海岸線走向匯集沉積，形成了 Notikewin 地層。

Gething 地層

Gething 地層屬早白堊世，不整合覆蓋於侏羅紀 Fernie 群之上。在該地區，Gething 地層上承 Ostracod 河道，因河流中的堆積河道砂而沉積，河道砂含岩屑砂岩，並有大陸一邊緣海相沉積的泥沙、頁岩及煤炭夾層。儲層主要由粉砂質頁岩及向上變粗的薄粉砂組成。儲層

DeGolyer and MacNaughton

底部附近偶有更清潔的厚砂道。由於油氣藏優質砂地層尖滅而形成圈閉。

Rock Creek地層

Rock Creek地層屬中侏羅紀，上承Fernie頁岩，下接Poker Chip頁岩。該地區Rock Creek地層可分為上、中及下區。Rock Creek上及中區視為海退前積硅質碎屑沙壩混合物。Rock Creek下區視為海浸硅質碎屑沙壩混合物。Rock Creek地層視為在近岸海相沉積環境沉積。

儲量及產量預測

Carrot Creek油田針對Second White Specks、Cardium、Viking、Notikewin、Bluesky、Ostracod、Ellerslie及Rock Creek地層以天然氣直井及水平井開發。截至二零一六年五月，目前每日總產量為17.0百萬立方英尺，油氣比為每百萬立方英尺3.3桶。此外，亦在Second White Specks、Cardium、Viking及Ostracod地層以石油直井及水平井開採，日產總計118.5桶石油，油氣比為8,422千立方英尺：1桶。基於遞減曲線分析，對在產井分配證實及概算在產儲量。

根據CQ Energy提供的數據，評估時採用每百萬立方英尺天然氣獲得37桶天然氣凝液的產率。

CQ Energy聲明其計劃對Bluesky、Cardium、Gething、Second White Specks及Viking地層8個區進行修井及重新完井。6個區獲分配證實及概算不在產儲量，而2個區獲分配概算不在產儲量。所有儲量基於容積估算或與周圍井的類比進行估算。

CQ Energy確定了16個鑽探井位。預測該等井位於二零一七年、二零一八年及二零一九年投產。1個Notikewin井位、3個Rock Creek井位及7個Gething井位獲分配證實及概算未開發儲量，而其餘3個Notikewin井位及2個Gething井位獲分配概算未開發儲量。所有井位的儲量基於容積估算或與周圍井的類比進行估算。然而，3個Rock

DeGolyer and MacNaughton

Creek井位及1個Gething井位釐定為經濟上不合算，因此估計該等井位的證實未開發儲量為零。

Ferrier油田

CQ Energy聲明其擁有阿爾伯塔西南部Ferrier油田(第39至42號鎮，範圍7至9 W5M)約93.1%的平均開採權益。現時，CQ Energy持有的土地面積上有93個在產油井、51個在產天然氣井及數個關停或棄置井，其中8個產油井位於Belly River 1單元，85個在產油井及19個在產天然氣井位於Cardium 3單元。

Belly River地層

晚白堊世Belly River地層由Bearpaw地層與Colorado群黑色頁岩之間的沉積物組成。Belly River主要由泥岩及極細砂岩互層組成，其次為突起的粗砂岩床。砂岩屬於年序堆積層，通常沉積為濱面砂，由西南往東北進積至盆地。

Cardium地層

晚白堊世Cardium地層屬Colorado群，上承Colorado頁岩。在該區域，Cardium地層下接Blackstone地層。由於淺層海砂在西邊迅速湧入碎屑時沉積，故形成Cardium砂岩。該等砂岩沉積為臨濱層序。由於灘壩砂尖滅，屬地層圈閉。

Viking地層

Viking地層屬早白堊世，上承Base Fish Scales地層，下接Joli Fou頁岩。在該地區，Viking地層由在區域性陸架向上變粗的區段沉積為臨濱層序的堆積海相臨濱砂壩組成，屬地層圈閉。

Mannville群

Mannville群屬早白堊世，上承Joli Fou地層，下接Fernie群。在該地區，Mannville群由Glaucinitic、Ostracod及Ellerslie地層組成。Glaucinitic地層為上Mannville群的最底層，在海浸淺海洋環境沉積。Ostracod地

DeGolyer and MacNaughton

層為下Mannville群的最頂層，由在海灣、微鹹水瀉湖及淡水湖沉積的較薄、穿時的鈣質泥岩及夾層石灰岩地層單位組成。下Mannville群的最底層為Ellerslie地層，由堆積大陸至邊緣海相沉積物的複雜河流體系組成。

Rock Creek地層

Rock Creek地層屬中侏羅紀，上承Ferne頁岩，下接Poker Chip頁岩。該地區Rock Creek地層可分為上及下區。Rock Creek上區視為海退前積硅質碎屑沙壩混合物。Rock Creek下區視為海浸硅質碎屑沙壩混合物。Rock Creek地層由在近岸海相沉積環境沉積的沉積物組成。

儲量及產量預測

Ferrier油田於一九六五年三月投產。截至二零一六年五月，現有油氣井總產量為520.1十億立方英尺天然氣及46.0百萬桶石油。該油田多個地層在產，包括Belly River、Cardium、Mannville、Rock Creek及Viking地層，現時每日總產量為9.6百萬立方英尺天然氣及1,300桶石油。基於遞減曲線分析，所有在產油氣井均獲分配證實及概算在產儲量。

CQ Energy提供的開發計劃有10個Cardium井位、7個Basal Belly River井位，以及3個針對Basal Belly River油層的修井。該等油氣井及井位預測於二零一七年及二零一八年投產。7個Cardium井位及5個Basal Belly River井位獲分配證實及概算未開發儲量，而餘下5個井位獲分配概算未開發儲量。3個修井獲分配概算不在產儲量。所有儲量乃根據容量計算及與周邊油氣井的類比進行分配。

Gilby油田

CQ Energy聲明其擁有阿爾伯塔西南部Gilby油田(第40至42號鎮，範圍3至5 W5M)的約69.9%平均營運權益。現時，CQ Energy持有的土

DeGolyer and MacNaughton

地面積上有10個在產油井、115個在產氣井及若干關停井。該地區生產的油氣來自晚白堊世Edmonton、Belly River、Cardium、Second White Specks及Viking地層；Mannville群的Glaconitic及Ellerslie地層；以及密西西比紀Rundle群。

Glaconitic地層

早白堊世Glaconitic砂岩為Mannville群上區的最低層岩段。於該地區，Glaconitic地層上承Clearwater頁岩，下接Ostracod地層。該地區的Glaconitic砂粒沉積為邊緣海洋濱面砂子，形成海洋砂岩，通常沉積形成西南至東北走勢的區帶。該等砂粒沉積為近岸沙洲。

儲量及產量預測

Gilby油田於一九六一年十二月投產，截至二零一六年五月的總產量分別為724.1十億立方英尺天然氣及3.4百萬桶石油。該油田的油氣來自若干地層，包括Mannville、Edmonton、Jurassic及Rundle地層。現時，該油田的每日總產量分別為24.0百萬立方英尺天然氣及47.6桶石油。所有在產油氣井根據遞減曲線分析或容量計算獲分配證實及概算在產儲量。

第100/09-15-041-03W5及100/14-02-042-05W5/2號井獲分配證實及概算不在產儲量。該兩個油氣井暫時關停並預期於二零一七年年中期恢復生產。CQ Energy提供的重新啟動資本已計入本估值。

第03/06-21-041-03W5號井預期於二零一七年九月恢復生產，惟待完成小型油井維修。該油氣井根據遞減曲線分析獲分配證實及概算不在產儲量。

第16-16-041-03W5、06-27-041-03W5及01-29-041-03W5號井獲分配概算不在產儲量。該等油氣井預測於二零一九年年中期在Edmonton地層重新完井、接妥及投產。

合計15個Glaconite氣井於二零一四年年底至二零一五年年初期間投產，初步產能介乎於每日1,330千立方英尺至每日2,600千立方英尺天然氣。根據該等新建氣井的表現，CQ Energy確定14個水平鑽井

DeGolyer and MacNaughton

以進一步開發Glaucconite地層。該等氣井根據容量計算獲分配證實及概算未開發儲量。

Glacier油田

CQ Energy聲明其擁有阿爾伯塔中西部Glacier地區(第75至78號鎮，範圍9至13 W6M)多項開採權益。現時，CQ Energy持有的土地面積上有7個在產油井、55個在產氣井、6個關停油井以及10個關停氣井。該地區生產的油氣來自晚白堊世Doe Creek地層；早白堊世Paddy、Cadotte、Bluesky、Gething及Nikanassin地層；中三疊紀Charlie Lake及Halfway地層；及早三疊紀Doig及Montney地層。

Montney地層

Montney地層屬於早三疊紀時期。該地層上承Doig地層，下接Belloy地層。Montney地層通常為積堆海浸砂頁岩層序，當中砂粒通常有極佳的多孔結構。遍佈英屬哥倫比亞及阿爾伯塔大多數地區的Montney地層的頁岩沉積在中層至底層岩基及岩坡相對較深的水域中，整體上成為濁流岩層序的一部分。於該地區，Montney地層沉積為進積脈象的濱面砂岩淺層序。帶有最佳砂子的泥質砂岩作為其主要岩性，頁岩含量稍微偏低，但滲透性較強。總體而言，滲透性在油氣藏形成過程中屬主要控制因素之一。

儲量及產量預測

Glacier油田於一九八五年三月投產，截至二零一六年五月的產量約為175十億立方英尺天然氣及997,000桶石油。該油田的天然氣主要來自Cadomin、Baldonnel、Halfway、Doig、Gething及Montney地層，而其石油來自Boundary地層。該油田的每日總產量為15.3百萬立方英尺天然氣及99桶石油。所有在產油氣井根據遞減曲線分析獲分配證實及概算在產儲量。

增產儲量根據CQ Energy的擬訂完井計劃納入7個油氣井。

DeGolyer and MacNaughton

CQ Energy聲明其計劃將三個暫停的油氣井恢復生產。基於該聲明，該等油氣井獲分配證實及概算不在產儲量。

第100/06-19-076-11w6及100/08-23-076-12w6號井的生產已因管道限制而受限。然而，CQ Energy聲明其預期於達到最大容量時將該等油氣井重新投產。基於該聲明，增產儲量已加入作證實及概算不在產儲量。

CQ Energy已確定合計99個井位以進一步開發Glacier油田。就本報告而言，20個井位計入Montney地層下區，29個井位計入Montney地層中區，以及50個井位計入Montney地層上區。毗鄰現有在產油氣井的井位獲分配證實及概算未開發儲量，而餘下井位獲分配概算未開發儲量。該等儲量使用Montney地層的在產探邊井得出的典型曲線進行估計。建議使用不同設施加工Glacier的天然氣，以最大程度採收液態碳氫化合物。經CQ Energy指明，對Montney地層上、中及下區分別使用每百萬立方英尺產出2.0桶、28.3桶及11桶的液化產出率。預期該等井位根據CQ Energy提供的開發計劃投產。

Hanlan單元油田

CQ Energy聲明其擁有阿爾伯塔中西部Hanlan單元地區(第46至47號鎮，範圍17至18 W5M)的約57%開採權益。現時，CQ Energy所持的土地面積上有三個在產氣井及若干個關停井或棄置井。該地區所生產的天然氣來自Beaverhill Lake及Nisku地層。

Beaverhill Lake地層

Beaverhill Lake地層屬中期至晚期泥盆紀。其整合地下接Elkpoint群並上承Woodbend頁岩。Beaverhill Lake地層由含石灰頁岩及黏土泥晶灰岩的環狀岩床構成。

Hanlan單元所生產的天然氣一直來自Beaverhill Lake地層。Hanlan單元油田已開發逾30年，截至二零一六年五月的總產量為1,346十億

DeGolyer and MacNaughton

立方英尺天然氣。現時，3個氣井的每日總產量為27.7百萬立方英尺天然氣。該等氣井根據經物料平衡核實的遞減曲線分析獲分配證實及概算在產儲量。

儲量及產量預測

預測第07-02及06-21-047-17W5號井將進行修井並於二零一七年上半年在Beaverhill Lake地層恢復生產。該等油氣井根據遞減曲線分析獲分配證實及概算不在產儲量。第05-15-047-17W5號井進行了修井，但維修未果。由於該井並無進一步計劃，故並無分配任何儲量。

第100/11-25-047-18W5/0號井於一九八三年三月投產，總產量曾達122.9十億立方英尺天然氣，其後於一九九七年九月棄置，而當時產量為每日18,691千立方英尺天然氣。替代井預期於同一地點鑽探以期在該地區恢復生產。確定了一個新增井位14-27-046-17W5。確定了該等加密井以增加儲量，並根據產層厚度及離構造隆起的距離進行篩選。該等油氣井根據物料平衡及油氣藏遞減獲分配證實及概算未開發儲量。

MHCU1氣田

CQ Energy聲明其擁有阿爾伯塔東南部MHCU1地區(第14至16號鎮，範圍4至5 W4M)約40.9%的平均開採權益。現時，CQ Energy持有的土地面積上有1,358個在產氣井。主要生產區為Belly River、Milk River、Colony、Medicine Hat及Second White Specks。

Milk River地層

Milk River地層屬晚白堊世，其上承Belly River地層，下接First White Specks頁岩。Milk River地層構成一個東北走向的錐形碎屑岩楔，延伸穿越阿爾伯塔省南部及薩斯喀徹溫省西南部。地層特徵由西南的主要淺海相海岸線及沿海沉積轉變為東北的深海陸架沉積。

DeGolyer and MacNaughton

Medicine Hat 地層

Colorado 群的 Medicine Hat 地層屬晚白堊世，上承 First White Specks 頁岩，下接 Colorado 頁岩。Medicine Hat 地層由海洋淤泥及頁岩與不連續砂岩床互層組成。主要的油氣藏由南／北走向向上變粗的海相砂岩組成，向東橫向相變為海相頁岩。天然氣因砂相的橫向尖滅而形成地層圈閉。

儲量及產量預測

MHCU1 氣田的天然氣一直產自 Medicine Hat 及 Milk River 地層。氣田已開發逾 50 年，截至二零一六年五月的總產量為 457.6 十億立方英尺天然氣。現時，該氣田的日產量合計為 23.1 百萬立方英尺天然氣。所有在產氣井根據遞減曲線分析獲分配證實及概算在產儲量。100 個鑽井井位根據與周圍氣井的類比獲分配證實及概算未開發儲量。

Panther 氣田

CQ Energy 聲明其擁有阿爾伯塔西南部 Panther 地區 (第 29 至 31 號鎮，範圍 10 至 11 W5M) 的 100% 開採權益。現時，CQ Energy 持有的土地面積上有 23 個在產氣井及 1 個關停氣井。主要生產區為 Rundle 群。

該氣田位於一條重疊堆積的推覆岩席及分離褶皺帶內，形成北美 Cordillera 山系的東部邊緣。Cordillera 山系的演變形成一個被稱為落基山脈前陸沖斷褶皺帶的可能構造航道。該顯著特徵在加拿大整個西部延續。在該複雜地區內，一系列隆起的堆積推覆岩楔褶皺，包括以逆沖斷層為邊界的滾動背斜構造。沉積包裹體之後因底部滑脫構造的底沖斷層而從古生代沉積更穩定的部分分離開來。

Mount Head 地層

Mount Head 地層為密西西比紀 Rundle 群的最高層，下接 Turner Valley 地層，上承 Nordegg 地層。Mount Head 地層由細粒至微晶白雲岩組成，含常填滿不透明方解石的細小晶簇。由於在背斜發現油氣藏，故屬構造圈閉。

DeGolyer and MacNaughton

Turner Valley 地層

Turner Valley 地層為密西西比紀Rundle群的中間層，上承Mount Head地層，下接Elkton地層。Turner Valley地層由中至粗結晶海百合灰岩組成。Turner Valley的白雲岩化遍及阿爾伯塔西南大部分地區，屬構造圈閉。

儲量及產量預測

Panther氣田於一九八九年八月投產，截至二零一六年十二月的產量約為276十億立方英尺天然氣。截至二零一六年五月，23個氣井的合計產量為每日45百萬立方英尺天然氣。所有氣井根據遞減曲線分析獲分配證實及概算在產儲量。

CQ Energy已建議在Rundle地層鑽探六個新氣井及三個重新完井。鑽探井位根據與探邊井的類比獲分配概算未開發儲量。重新完井根據與探邊井的類比獲分配證實及概算不在產儲量。

CQ Energy計劃於二零一七年第三季度將Panther氣田的所有天然氣由Caroline加工廠移至CQ Energy Wildcat Hills加工廠，從而不產生加工費。總證實已開發及總證實加概算不在產儲量假定逐級可變經營成本削減至每千立方英尺0.20加元。

Stolberg單元氣田

CQ Energy聲明其擁有阿爾伯塔西南部Stolberg單元氣田(第41至42號鎮，範圍14至15 W5M) Rundle單元約65.5%的開採權益。Stolberg單元氣田有18個在產氣井。

Rundle群

Rundle群屬密西西比紀，上承Nordegg地層，下接Banff地層。在該地區，Rundle群由Turner Valley、Elkton、Shunda及Pekisko地層組成。Turner Valley地層由中至粗結晶海百合灰岩組成。Elkton地層由高能陸架白雲石、石灰泥粒灰岩、粒狀灰岩及泥粒灰岩組成。Shunda地層

DeGolyer and MacNaughton

由夾層頁岩、泥灰岩及石灰岩組成。最底端的Pekisko地層由沉積在
高能環境的陸架粒狀灰岩組成。該區域屬構造圈閉。

儲量及產量預測

Stolberg單元氣田於一九七四年十月投產，截至二零一六年五月的
產量約為297.5十億立方英尺天然氣。現時，18個氣井的合計產量
為每日19.4百萬立方英尺天然氣。由於Stolberg單元氣田的生產年限，
氣井已根據年限及完井技術分組。該等分組如下：於一九八一年前
鑽取的直井、於二零零一年前鑽取的水平井及於二零零一年後鑽取
的水平井。各組根據遞減曲線分析獲分配證實及概算在產儲量。

Turner Valley氣田

CQ Energy聲明其擁有阿爾伯塔西南部Turner Valley油田(第27至
28號鎮，範圍5至7 W5M)約87.3%的開採權益。現時，CQ Energy持有
的土地面積上有26個在產氣井。主要生產區為Viking及Rundle地層。

該氣田位於一條重疊堆積的推覆岩席及分離褶皺帶內，形成北
美Cordillera山系的東部邊緣。Cordillera山系的演變形成一個被稱為
落基山脈前陸沖斷褶皺帶的可能構造航道。該顯著特徵在加拿大整
個西部延續。在該複雜地區內，一系列隆起的堆積推覆岩楔褶皺，
包括以逆沖斷層為邊界的滾動背斜構造。沉積包裹體之後因底部滑
脫構造的底沖斷層而從古生代沉積更穩定的部分分離開來。

Viking地層

Viking地層屬早白堊世，上承Base Fish Scales地層，下接Blairmore
地層。在該地區，Viking地層由在區域性陸架向上變粗的區段沉積為
臨濱層序的堆積海相臨濱砂壩組成。該等砂岩層劃分為Viking A、B、
C、D及E區，該地區屬構造與地層形勢結合形成的圈閉。

DeGolyer and MacNaughton

儲量及產量預測

現時，Viking及Rundle地層有26個在產氣井，產量為每日24百萬立方英尺天然氣。25個在產井使用遞減曲線分析獲分配證實及概算在產儲量。當前，1個氣井的產量在經濟上不合算。因此，並無分配餘下儲量。根據CQ Energy提供的租賃營運報表，本評估下氣井的天然氣凝液產出率為每百萬立方英尺天然氣產出2.6桶。

CQ Energy亦計劃透過採用多重增產法對Rundle水平氣井第13-17-028-06W5號進行重新完井。重新完井預期於二零一七年九月完成。該氣井獲分配增產概算未開發儲量。

Voyager氣田

CQ Energy聲明其擁有阿爾伯塔南部Voyager氣田(第46至48號鎮，範圍18至19 W5M)約45.8%的開採權益。現時，CQ Energy持有的土地面積上有15個在產氣井。

Wilrich地層

Wilrich地層屬於早白堊世，為Spirit River群的最低層岩段，上承Falher地層及下接Bluesky地層形成其邊界。該地層由深灰頁岩構成，並於開闊的海洋環境中沉積粉砂與砂子的薄夾層。

Rundle群

Rundle群屬密西西比紀，上承Nordegg地層，下接Banff地層。在該地區，Rundle群由Turner Valley、Elkton、Shunda及Pekisko地層組成。Turner Valley地層由中至粗結晶海百合灰岩組成。Elkton地層由高能陸架白雲石、石灰泥粒灰岩、粒狀灰岩及泥粒灰岩組成。Shunda地層由夾層頁岩、泥灰岩及石灰岩組成。最底端的Pekisko地層由沉積在高能環境的陸架粒狀灰岩組成。該區域屬構造圈閉。

儲量及產量預測

Voyager油氣田自一九九八年六月起投產，截至二零一六年五月的產量為約67.5十億立方英尺天然氣及3,200桶石油。現時，該油氣

DeGolyer and MacNaughton

田有15個油氣井，合計產量為每日18.2百萬立方英尺天然氣。11個油氣井根據遞減曲線分析獲分配證實及概算在產儲量。於二零一四年第四季度，CQ Energy針對Wilrich地層鑽成第12-11-047-19W5號油氣井。該井於二零一五年一月投產。該井根據容量計算及與周邊油氣井的類比獲分配證實及概算在產儲量。於二零一三年第三季度，CQ Energy針對Wilrich地層鑽成第7-15-047-19W5號油氣井。該油氣井於二零一四年七月投產。該井根據容量計算及與周邊油氣井的類比獲分配證實及概算在產儲量。第13-20-047-19號油氣井於二零一三年第三季度鑽成並於二零一三年九月投產。該油氣井根據與周邊油氣井的類比獲分配證實及概算儲量。

於二零一五年第四季度，CQ Energy針對Wilrich地層鑽成第6-30-046-18W5號油氣井。該油氣井於二零一六年九月投產。該井根據在產探邊井的典型曲線分析獲分配證實及概算在產儲量。

CQ Energy已確定13個天然氣井位：9個針對Wilrich地層，4個針對Turner Valley地層。各自地層根據在產探邊井的典型曲線分析獲分配證實及概算未開發儲量。

Wildcat Hills單元氣田

CQ Energy聲明其擁有阿爾伯塔西南部Wildcat Hills單元約100%的開採權益。現時，CQ Energy持有的土地面積上有19個在產氣井及一個注入井。主要生產區為Rundle地層。

儲量及產量預測

現時，Wildcat Hills單元在Rundle地層19個氣井的產量為每日13百萬立方英尺。採用遞減曲線分析分配證實及概算在產儲量。根據CQ Energy提供的租賃營運報表，本評估下天然氣的凝析油產出率為每百萬立方英尺產出4.5桶。

DeGolyer and MacNaughton

英屬哥倫比亞

Laprise群油氣田

CQ Energy聲明其擁有英屬哥倫比亞東北部Laprise群油氣田約4,555英畝土地的18%至100%的開採權益。現時，CQ Energy持有的土地面積上有42個氣井、8個暫停氣井、1個暫停油井以及5個棄置氣井。

在Laprise East地區的Baldonnel及上Charlie Lake B碳酸鹽岩層序已有八個油氣井完井。一個油氣井於Baldonnel及上Charlie Lake A地層完井。最早的油氣井於一九七九年二月投產。

於Laprise Main地區開發的油氣藏包括Baldonnel及上Charlie Lake A及D。該等油氣藏通常有豐富的碳酸鹽沉積物，並帶有部分碎屑粉砂岩及頁岩。

儲量及產量預測

Laprise Creek

現時，Laprise Creek共有11個在產油氣井，產量為每日4,712千立方英尺。該等油氣井根據遞減曲線分析獲分配證實及概算在產天然氣儲量。

CQ Energy表示其計劃於二零一七年三月重新啟用油氣井第202/a-007-e/094-h-05/0號。該油氣井基於與該地區類似油氣井的類比獲分配證實及概算不在產儲量。

Laprise East

已就證實及概算天然氣儲量評估合計九個氣井。隨著第200/c072-E/094-H-05-0、200dc-093-E/094-H-05/0及200/b-088-F/094-H-05/0號井於Baldonnel及上Charlie Lake B地層完井，於一九七九年二月首次報告天然氣產量。自發現以來，在相同地層的其他六個井進一步開發天然氣。該氣田自一九九二年以來一直減產，現時的產量為每日2,925千立方英尺天然氣。

CQ Energy表示其計劃於二零一七年六月維修第200/c-012-L/094-14-05/0號及第200/d-071-E/094-H-05/0號井，使產量分別回升至每日

DeGolyer and MacNaughton

1,000及283千立方英尺。基於油氣井目前狀況及遞減曲線分析分配證實在產儲量，而基於遞減曲線分析及預期增產率分配證實及概算不在產儲量。

Laprise Main

就證實及概算天然氣儲量評估合計25個井。另外2個井截至本報告生效日期已暫停生產，故並無獲分配任何儲量。隨著第200/d-068-E/094-H-05/0號及第200/c-056-E/094-H-05/0號井在Baldonnel與上Charlie Lake A混合地層完井於一九六零年十一月開始生產。自發現以來，一直在相同地層進一步開發天然氣。氣田產量自一九七五年起下降，目前天然氣日產量為6,972千立方英尺。

第200/a-022-E/094-H-05/0號井的生產率下降是由於油管破洞。基於油氣井目前狀況及遞減曲線分析分配證實在產儲量。CQ Energy聲明其計劃於二零一七年七月一日更換油管。基於遞減曲線分析及預期更換油管後的增產率賦予證實及概算不在產儲量。

CQ Energy聲明其計劃於二零一七年四月重新啟動第200/c-012-I/094-G-08號、第200/c-056-E/094-H-05號、第200/c-069-E/094-H05號、第200/c-078-E/094-H-05號、第200/b-073-A/094-G-08/0號、第200/c-026-E-094-H-05/0號及第200/c-055-E/094-H-05/2號井。基於遞減曲線分析對該等油氣井分配證實及概算不在產儲量。

儲量估算

儲量估算採用石油業公認的標準地質及工程方法編製。分析各油氣藏所採用的方法或綜合採用的各種方法，乃基於對類似油氣藏、開發階段、質量、基本數據完整度及生產往績等的經驗得出。

基於油田目前開發階段、生產表現、CQ Energy提供的開發計劃及基於測試或生產數據進行的地區(扣除現有油氣井)分析，分為證實或概算儲量。

DeGolyer and MacNaughton

在適當情況下，採用容積法估算原油地質儲量(OOIP)或天然氣地質儲量(OGIP)。已編製結構圖以劃分各油氣藏，以及創構等厚圖以估算油氣藏容積。採用電法測井、放射性測井、岩芯分析及其他可得數據編製該等地圖以及估算孔隙度及水飽和度的代表值。當有充足數據及情況合理，採用物料平衡及其他工程方法估計OOIP或OGIP。

最終可採量使用OOIP或OGIP乘以採收率估算。該等採收率乃基於考慮油氣藏固有的能源類型、石油分析、資產構造位置及生產歷史。在適用情況下，採用物料平衡及其他工程法估算採收率。在此情況下，通過分析油氣藏表現(包括生產率、油氣藏壓力及油氣比)估算儲量。

對於衰竭式開採油氣藏或其表現顯示產量確實呈遞減趨勢或其他特征特性，則應用適當遞減曲線或其他表現曲線估算儲量。分析生產遞減曲線時，僅以在現有經濟狀況下的經濟生產為限估算儲量。

在若干情況下，不能使用先前指定的方法時，則透過與具備更完整數據的類似油氣井或油氣藏進行類比來估算儲量。

本報告呈列的儲量估算一般基於對直至二零一六年五月止的每月生產數據的考慮。如適用，估計總儲量指最終開採總量扣除截至二零一七年三月三十一日的累計估算產量。

本報告所載的估計天然氣量呈報為天然氣總量及銷售天然氣。濕氣定義為截至二零一七年三月三十一日油氣藏將生產的原有天然氣。溶解氣定義為井筒的溶解氣或在壓力或溫度條件改變(屆時可從溶液中揮發為游離氣體)前仍在溶液中的油氣藏流体。分離天然氣為油田分離後剩餘但扣除天然氣處理及燃料氣損耗前的天然氣。銷售天然氣定義為將從油氣藏生產的天然氣總量，於交付時計量並扣除

DeGolyer and MacNaughton

油田分離及處理(包括移除非烴氣以符合管道運輸規格)導致的燃料氣、燃燒的氣及損耗。總量及公司天然氣總量包括濕氣、溶解氣及分離天然氣。天然氣淨儲量呈報為銷售天然氣。天然氣淨量表述溫度基準是華氏(°F) 60度，壓力基準是每平方吋絕對值(psia) 14.65磅。

本報告估算的石油及凝析油儲量是指通過油田、油台及岸上分離所開採的數量。本報告天然氣凝液儲量呈報為工廠處理所開採的數量。天然氣凝液儲量採用CQ Energy提供的丙烷、丁烷及乙烷產量估算。就本報告而言，石油及凝析油儲量獨立估算，於本報告以總量呈列。

天然氣量按將生產天然氣的油氣藏類型確定。非伴生天然氣指不含原油天然氣藏中天然氣藏初始狀況下的天然氣。伴生天然氣包括氣頂氣及溶解氣。氣頂氣為在天然氣藏初始狀況下的天然氣，與相關原油層接觸。溶解氣為在天然氣藏初始狀況下溶解於原油中的天然氣。本報告估算的天然氣量為非伴生及伴生天然氣。

就本報告所述預測價格狀況而言，二零一七年三月三十一日評估資產的估計總儲量、公司總儲量以及證實及概算淨儲量概述如下，以千桶、百萬立方英尺及千桶油當量列示：

	預測價格狀況							
	總儲量		公司總儲量		淨儲量			
	石油及凝析油 (千桶)	天然氣 (百萬立方英尺)	石油及凝析油 (千桶)	天然氣 (百萬立方英尺)	石油及凝析油 (千桶)	天然氣凝液 (千桶)	銷售天然氣 (百萬立方英尺)	油當量 (千桶油當量)
證實								
已開發在產	81,308	1,202,041	12,588	779,616	11,214	3,073	689,856	129,263
已開發不在產	1,013	131,035	856	109,255	672	138	95,442	16,717
未開發	6,861	492,090	5,322	316,728	4,575	722	290,909	53,782
證實總計	88,496	1,825,166	18,766	1,205,599	16,461	3,933	1,076,207	199,762
概算	20,642	919,577	8,738	617,204	7,170	1,669	543,407	99,407
證實加概算	109,138	2,744,743	27,504	1,822,803	23,631	5,602	1,619,614	299,169

附註：

1. 概算儲量根據加拿大國家法規51-101 (Canadian National Instrument 51-101)的規定呈列，並非相當於證實儲量。
2. 證實加概算儲量為儲量多個估算的算術總和，統計原則顯示實際可採收的儲量可能存在誤導。務請垂注個別儲量類別及採收概率的估算，闡述於本報告儲量定義一節。
3. 本報告估算的所有石油儲量為輕質或中質油。
4. 天然氣按每桶油當量6,000立方英尺天然氣的係數轉換為油當量。

DeGolyer and MacNaughton

風險因素

石油、凝析油、天然氣凝液及天然氣的價格波動較大。其中可或可能導致該等價格波動的因素為：

- 國內外石油、天然氣凝液及天然氣的供應；
- 其他石油出口國家(包括石油輸出國組織)的行動；
- 國內外鑽探活動；
- 進出口石油、天然氣凝液及天然氣的價格及數量；
- 消費需求水平；
- 天氣狀況及氣候模式的變動；
- 相關運輸設施、收集、加工及壓縮設施以及精煉設施的可用性、距離及產能；
- 競爭性能源資源(包括替代能源資源)的價格及可得性與需求；
- 政府法規(包括環境法規、衍生交易及對沖活動法規、稅項法律法規，及有關石油、天然氣及相關商品進出口的法律法規)的性質及範圍；
- 商品期貨市場(包括商品價格投機者及其他人士的交易)的交易水平及影響；及
- 全球能源節約措施及替代燃料要求的影響。

鑽探油氣井(包括開發油氣井)涉及多項風險，包括經營者未必能遇到可商業化生產的油氣儲量的風險。

具體而言，鑽井、完井及作業井的未來成本或時間存在不明朗因素，由於下述各種因素，鑽探作業可能減少、延遲或取消，而有關營運成本可能增加及／或其經營業績及現金流量可能受到影響，包括：

- 預料外鑽探狀況；
- 業權問題；
- 地層壓力或不規則性；

DeGolyer and MacNaughton

- 設備故障或事故；
- 不利天氣狀況，例如冬季風暴、洪災及颶風，以及氣候模式的變化；
- 遵守有關氣體排放、水力壓裂、採水及用水、採出水、鑽井液及其他廢物處置的環境、健康及安全法律及法規、對鑽井及完井作業和油氣運輸施加條件或限制的法律法規，及稅項法律法規等其他法律法規，以及上述法律法規的變動；
- 所需聯邦、州、部落及其他許可與執照的可得性及及時頒發，而這可能受到(其中包括)政府關閉或其他政府服務暫停或延遲的影響；
- 資產所涉合約安排的可得性、相關成本及其條款，包括礦產執照及租賃、管道、鐵路車輛、運油卡車及合格駕駛員，以及收集、加工、壓縮、運輸及推廣石油、天然氣及相關商品所需設施及設備；及
- 鑽機、水力壓裂服務、壓力泵送設備及供應物資、管材、水、沙、處置設施、合資格人員以及其他必要設施、設備、材料、物資及服務的成本、短缺或延遲。

儲量估值

本報告根據CQ Energy指定的未來價格及成本假設編製。本報告內，證實儲量、證實加概算淨儲量的價值基於就各資產編製的估計未來產量及收益預測估算，並無對概算儲量進行風險調整。概算儲量涉及的風險遠高於證實儲量。證實加概算儲量的收益價值尚未作出調整以計及該等風險，但在將證實加概算儲量價值與證實儲量價值進行比較時有必要作出該調整。

以下假設用於估算預測價格狀況的未來價格及成本：

DeGolyer and MacNaughton

石油、凝析油及天然氣凝液價格

各資產石油及凝析油的價差由CQ Energy提供。各資產按組成部分劃分的天然氣凝液價差由CQ Energy提供。價格使用相對下表所列價格的差額計算，以每桶加拿大元(加元/桶)列示及其後每年升高2%。

天然氣價格

各資產的天然氣價差由CQ Energy提供。價格使用相對下表所列價格的差額計算，以每百萬英熱單位加元(加元/百萬英熱單位)列示及其後每年升高2%。英熱單位係數由CQ Energy提供，用於將價格由加元/百萬英熱單位轉換為每千立方英尺(加元/千立方英尺)加元。

日期	石油 (加元/桶)	凝析油 (加元/桶)	天然氣 (加元/百萬英 熱單位)	乙烷 (加元/桶)	丙烷 (加元/桶)	丁烷 (加元/桶)
2017	67.58	70.96	3.36	10.14	23.65	45.28
2018	69.75	73.24	3.21	10.46	24.41	48.83
2019	70.95	74.50	3.28	10.64	24.83	49.66
2020	72.59	76.22	3.45	10.89	25.41	50.82
2021	78.08	81.99	3.61	11.71	27.33	54.66
2022	83.54	87.72	3.87	12.53	29.24	58.48
2023	87.86	92.25	3.99	13.18	30.75	61.50
2024	89.62	94.10	4.11	13.44	31.37	62.73
2025	91.41	95.98	4.23	13.71	31.99	63.99
2026	93.24	97.90	4.36	13.99	32.63	65.27
2027	95.10	99.86	4.48	14.27	33.29	66.57
2028	97.01	101.86	4.61	14.55	33.95	67.90
2029	其後升高2%					

其他收益

CQ Energy聲明其擁有加工廠的權益，加工廠加工第三方天然氣而獲得收益。CQ Energy所持加工廠的權益應佔未來收益按CQ Energy提供的租賃營運報表估算。CQ Energy亦聲明，

DeGolyer and MacNaughton

其因銷售若干CQ Energy天然氣儲量採出的副產品硫磺獲得收益。

營運開支及資本成本

CQ Energy提供的營運開支及資本成本基於當前開支於二零一八年開始每年升高2%。下表以每個井每月加元(加元/井/月)、每年千加元(千加元/年)、每千立方英尺加元(加元/千立方英尺)及每桶加元(加元/桶)概述二零一七年15個主要油田的總營運開支：

二零一七年總營運開支—選定油田				
油田	油氣井固定開支 (加元/井/月)	油田固定開支 (千加元/年)	天然氣可變開支 (加元/ 千立方英尺)	石油可變開支 (加元/桶)
Alderson	282	1,290	0.19	0
Benjamin	2,503	2,114	0.30	0
Burnt Timber	7,632	2,274	1.89	0
Carrot Creek	1,695	1,753	0.60	10.05
Ferrier	3,180	10,339	0.95	5.01
Gilby	1,791	3,138	0.39	5.84
Glacier	3,019	3,373	0.59	18.67
Hanlan單元	28,813	4,517	0.32	0
Laprise群	4,198	2,396	1.05	0
MHCU1	204	1,778	0.13	0
Panther	1,648	4,916	0.75	0
Stolberg單元	5,362	1,682	0.04	0
Turner Valley	1,598	4,420	0.23	0
Voyager	8,649	1,971	0.16	0
Wildcat Hills單元	4,007	2,110	0.04	0

棄置及恢復成本

各項資產均會按CQ Energy提供的數據估算棄置及恢復成本。預計此等成本將於各資產(有估計餘下儲量)經濟生產最後一年起的五年產生。對於餘下儲量估計為零的資產，於本報告生效日期後兩年產生棄置成本。油氣井的棄置及恢復費用並

DeGolyer and MacNaughton

不包括對任何殘值的抵免。本報告並無載列設施及管道棄置及恢復成本。棄置及恢復成本於二零一八年開始每年升高2%。

特許權費

本報告評估的所有資產位於加拿大，須繳付各種適用的加拿大特許權費。此等特許權費制度的詳細討論載於本報告附錄。

所得稅

編製該等估算時並無計及未來所得稅。

就本報告所述預測價格狀況而言，截至二零一七年三月三十一日開採及銷售評估資產的證實及證實加概算淨儲量將產生的估計未來收益、成本及按各貼現率計的未來收益淨額淨現值概述如下，以百萬加元列示：

	預測價格狀況				
	證實已 開發在產 (百萬加元)	證實已 開發不在產 (百萬加元)	證實未開發 (百萬加元)	證實總計 (百萬加元)	證實加概算 (百萬加元)
未來收益總額	4,622	567	1,916	7,106	11,259
其他收益	217	4	0	221	217
特許權費	424	68	143	635	1,093
營運開支	1,932	228	436	2,596	3,667
資本成本	0	33	629	662	1,054
棄置及恢復成本	619	10	41	670	752
未來收益淨額	1,865	232	667	2,764	4,910
按5%計淨現值	1,314	169	323	1,806	2,807
按8%計淨現值	1,114	143	204	1,461	2,147
按10%計淨現值	1,012	130	144	1,286	1,833
按12%計淨現值	928	119	96	1,143	1,585
按15%計淨現值	826	105	42	973	1,301

附註：

- 概算儲量的價值根據加拿大國家法規51-101 (Canadian National Instrument 51-101) 的規定呈列，並非相當於證實儲量的價值。
- 該等估算的編製並無計入未來加拿大所得稅開支。

DeGolyer and MacNaughton

敏感度

除預測價格狀況外，本報告評估八種敏感度情況。就各情況使用下列假設：

石油溢價15%的情況

對於石油溢價15%的情況，預測價格狀況所用石油預測價格升高15%。所有其他假設與預測價格狀況所用者相同。

石油折讓15%的情況

對於石油折讓15%的情況，預測價格狀況所用石油預測價格降低15%。所有其他假設與預測價格狀況所用者相同。

天然氣溢價15%的情況

對於天然氣溢價15%的情況，預測價格狀況所用天然氣預測價格升高15%。所有其他假設與預測價格狀況所用者相同。

天然氣折讓15%的情況

對於天然氣折讓15%的情況，預測價格狀況所用天然氣預測價格降低15%。所有其他假設與預測價格狀況所用者相同。

營運開支增加10%的情況

對於營運開支增加10%的情況，營運開支較預測價格狀況所用者升高10%。所有其他假設與預測價格狀況所用者相同。

DeGolyer and MacNaughton

營運開支減少10%的情況

對於營運開支減少10%的情況，營運開支較預測價格狀況所用者降低10%。所有其他假設與預測價格狀況所用者相同。

資本開支增加10%的情況

對於資本開支增加10%的情況，資本成本較預測價格狀況所用者升高10%。所有其他假設與預測價格狀況所用者相同。

資本開支減少10%的情況

對於資本開支減少10%的情況，資本成本較預測價格狀況所用者降低10%。所有其他假設與預測價格狀況所用者相同。

就本報告所述各敏感度情況而言，截至二零一七年三月三十一日開採及銷售評估資產之證實及證實加概算淨儲量將產生的按10%貼現率計的未來收益淨額估計淨現值概述如下，以百萬加元列示：

	按10%計淨現值	
	證實總計 (百萬加元)	證實加概算 (百萬加元)
石油溢價15%	1,354	1,921
石油折讓15%	1,220	1,745
天然氣溢價15%	1,621	2,297
天然氣折讓15%	953	1,374
營運開支增加10%	1,182	1,704
營運開支減少10%	1,388	1,961
資本開支增加10%	1,221	1,740
資本開支減少10%	1,349	1,929

附註：

1. 概算儲量的價值根據加拿大國家法規51-101 (Canadian National Instrument 51-101) 的規定呈列，並非相當於證實儲量的價值。
2. 該等估算的編製並無計入未來加拿大所得稅開支。

DeGolyer and MacNaughton

低情況

低情況綜合石油折讓15%的情況、營運開支增加10%的情況及資本開支增加10%的情況的未來價格及成本假設。所有其他假設與預測價格狀況相同。

高情況

高情況綜合石油溢價15%的情況、營運開支減少10%的情況及資本開支減少10%的情況的未來價格及成本假設。所有其他假設與預測價格狀況相同。

就低情況及高情況而言，截至二零一七年三月三十一日開採及銷售證實加概算淨儲量將產生按各貼現率計的未來收益淨額估計淨現值概述如下，以百萬加元列示：

	證實加概算儲量淨現值				
	按5%計淨現值 (百萬加元)	按8%計淨現值 (百萬加元)	按10%計淨現值 (百萬加元)	按12%計淨現值 (百萬加元)	按15%計淨現值 (百萬加元)
低情況	2,382	1,803	1,527	1,309	1,059
高情況	3,241	2,500	2,148	1,870	1,551

附註：

1. 概算儲量的價值根據加拿大國家法規51-101 (Canadian National Instrument 51-101)的規定呈列，並非相當於證實儲量的價值。
2. 該等估算的編製並無計入未來加拿大所得稅開支。

概要及結論

CQ Energy聲明其擁有加拿大阿爾伯塔、英屬哥倫比亞及薩斯喀徹溫省134個油田權益。本報告中，134個油田中的78個已評估，其餘56個(佔CQ Energy淨現值不足5%)由CQ Energy評估。就本報告所述預測價格狀況而言，截至二零一七年三月三十一日評估資產的估計證實及概算淨儲量概述如下，以千桶、百萬立方英尺及千桶油當量列示：

DeGolyer and MacNaughton

	淨儲量			
	石油及 凝析油 (千桶)	天然氣凝液 (千桶)	銷售天然氣 (百萬 立方英尺)	油當量 (千桶 油當量)
證實				
已開發在產	11,214	3,073	689,856	129,263
已開發不在產	672	138	95,442	16,717
未開發	4,575	722	290,909	53,782
證實總計	16,461	3,933	1,076,207	199,762
概算	7,170	1,669	543,407	99,407
證實加概算	23,631	5,602	1,619,614	299,169

附註：

1. 概算儲量根據加拿大國家法規51-101 (Canadian National Instrument 51-101)的規定呈列，並非相當於證實儲量。
2. 證實加概算儲量為儲量多個估算的算術總和，統計原則顯示實際可採收的儲量可能存在誤導。務請垂注個別儲量類別及採收概率的估算，闡述於本報告儲量定義一節。
3. 本報告估算的所有石油儲量為輕質或中質油。
4. 天然氣按每桶油當量6,000立方英尺天然氣的係數轉換為油當量。

就本報告所述預測價格狀況而言，二零一七年三月三十一日CQ Energy應佔評估資產證實及證實加概算儲量權益淨額之估計未來收益淨額及按各貼現率計的未來收益淨額淨現值概述如下，以百萬加元列示：

	預測價格狀況				
	證實已 開發在產 (百萬加元)	證實已 開發不在產 (百萬加元)	證實未開發 (百萬加元)	證實總計 (百萬加元)	證實加概算 (百萬加元)
未來收益淨額	1,865	232	667	2,764	4,910
按5%計淨現值	1,314	169	323	1,806	2,807
按8%計淨現值	1,114	143	204	1,461	2,147
按10%計淨現值	1,012	130	144	1,286	1,833
按12%計淨現值	928	119	96	1,143	1,585
按15%計淨現值	826	105	42	973	1,301

附註：

1. 概算儲量的價值根據加拿大國家法規51-101 (Canadian National Instrument 51-101)的規定呈列，並非相當於證實儲量的價值。
2. 該等估算的編製並無計入未來加拿大所得稅開支。

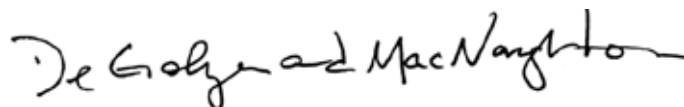
DeGolyer and MacNaughton

專業資歷

DeGolyer and MacNaughton為特拉華的企業，辦事處地址為5001 Spring Valley Road, Suite 800 East, Dallas, Texas 75244, U.S.A.。該公司由一九三六年起在世界各地提供石油顧問服務。該公司的專業工程師、地質學家、地球物理學家、岩石物理學家及經濟學家，均參與油氣資產獨立估值、碳氫化合物及其他礦物礦區估值、盆地估值、綜合實地研究、股權研究，以及研究關於能源產業的供應及經濟事宜。除提供收費的專業服務外，DeGolyer and MacNaughton與涉及權益(為本報告標的)的其他人士或公司並無商業安排。

是次評估由Gregory K. Graves先生監督。Graves先生為DeGolyer and MacNaughton的高級副總裁及公司北美分部的經理，為德克薩斯州的註冊專業工程師以及國際石油工程師協會(International Society of Petroleum Engineers)及石油評價工程師學會(Society of Petroleum Evaluation Engineers)會員。彼擁有逾33年油氣藏研究及評估經驗。

提交人：



DeGOLYER and MacNAUGHTON
註冊於德克薩斯的工程公司F-716



Gregory K. Graves，石油工程師
DeGolyer and MacNaughton
高級副總裁

DeGolyer and MacNaughton

資質證書

本人，Gregory K. Graves為DeGolyer and MacNaughton（地址為5001 Spring Valley Road, Suite 800 East, Dallas, Texas 75244, U.S.A.）石油工程師，謹此證明：

1. 本人為DeGolyer and MacNaughton高級副總裁，DeGolyer and MacNaughton為MI能源控股有限公司編製二零一七年三月三十一日CQ Energy Canada Resources Partnership所擁有若干加拿大資產之合資格人士報告。
2. 本人於一九八四年畢業於德克薩斯大學奧斯丁分校(University of Texas at Austin)，持有石油工程理學學士學位。本人為德克薩斯州的註冊專業工程師，為國際石油工程師協會(International Society of Petroleum Engineers)及石油評價工程師學會(Society of Petroleum Evaluation Engineers)會員，擁有逾33年油氣藏研究及評估經驗。
3. DeGolyer and MacNaughton或其高級職員並無擁有MI能源控股有限公司或其聯屬公司任何資產或證券的直接或間接權益，預期彼等亦不會獲得任何相關直接或間接權益。
4. 並無親自對資產進行實地考察。然而，考慮到從公開資料及記錄、CQ Energy Canada Resources Partnership文件以及相關省監管局獲得的資料，認為並無必要進行有關考察。

簽署日期：二零一七年七月二十八日



A handwritten signature in black ink, appearing to read "GK Graves", written over a horizontal line.

Gregory K. Graves，石油工程師
DeGolyer and MacNaughton
高級副總裁

DeGolyer and MacNaughton

目錄表

	頁碼
執行概要.....	2
緒言.....	5
儲量定義.....	6
油田討論.....	8
油氣藏地質.....	9
生產表現.....	9
設施基建.....	11
阿爾伯塔.....	11
Alderson 油田.....	11
Milk River 地層.....	11
Medicine Hat 地層.....	11
儲量及產量預測.....	11
Benjamin 油田.....	12
Mount Head 地層.....	12
Turner Valley 地層.....	12
儲量及產量預測.....	12
Burnt Timber 油田.....	13
Rundle 群.....	13
Wabamun 地層.....	13
儲量及產量預測.....	13
Carrot Creek 油田.....	14
Cardium 地層.....	14
Viking 地層.....	14
Notikewin 地層.....	14
Gething 地層.....	14
Rock Creek 地層.....	15
儲量及產量預測.....	15
Ferrier 油田.....	16
Belly River 地層.....	16
Cardium 地層.....	16
Viking 地層.....	16
Mannville 群.....	16
Rock Creek 地層.....	17
儲量及產量預測.....	17
Gilby 油田.....	17
Glauconitic 地層.....	18
儲量及產量預測.....	18
Glacier 油田.....	19
Montney 地層.....	19
儲量及產量預測.....	19
Hanlan 單元油田.....	20

DeGolyer and MacNaughton

目錄表(續)

	頁碼
Beaverhill Lake 地層	20
儲量及產量預測	21
MHCUI 氣田	21
Milk River 地層	21
Medicine Hat 地層	22
儲量及產量預測	22
Panther 氣田	22
Mount Head 地層	22
Turner Valley 地層	23
儲量及產量預測	23
Stolberg 單元氣田	23
Rundle 群	23
儲量及產量預測	24
Turner Valley 氣田	24
Viking 地層	24
儲量及產量預測	25
Voyager 氣田	25
Wilrich 地層	25
Rundle 群	25
儲量及產量預測	25
Wildcat Hills 單元氣田	26
儲量及產量預測	26
英屬哥倫比亞	27
Laprise 群油氣田	27
儲量及產量預測	27
Laprise Creek	27
Laprise East	27
Laprise Main	28
儲量估算	28
風險因素	31
儲量估值	32
敏感度	36
石油溢價15%的情況	36
石油折讓15%的情況	36
天然氣溢價15%的情況	36
天然氣折讓15%的情況	36
營運開支增加10%的情況	36
營運開支減少10%的情況	37
資本開支增加10%的情況	37
資本開支減少10%的情況	37
低情況	38
高情況	38
概要及結論	38
專業資歷	40
資質證書	

DeGolyer and MacNaughton

目錄表(續)

表格

- 表1 — 證實已開發在產儲量之估計年產量及收益預測
- 表2 — 證實已開發不在產儲量之估計年產量及收益預測
- 表3 — 證實未開發儲量之估計年產量及收益預測
- 表4 — 證實總儲量之估計年產量及收益預測
- 表5 — 證實加概算儲量之估計年產量及收益預測

附錄



表 1
CQ ENERGY CANADA RESOURCES PARTNERSHIP
所擁有阿爾伯塔、英屬哥倫比亞及薩斯喀徹溫資產
截至二零一七年三月三十一日
證實已開發在產儲量
之估計年產量及收益預測

預測價格狀況

年份	總產量		公司總產量		淨產量			平均價格		
	石油及凝析油 (千桶)	天然氣 (百萬立方英尺)	石油及凝析油 (千桶)	天然氣 (百萬立方英尺)	石油及凝析油 (千桶)	天然氣凝液 (千桶)	銷售天然氣 (百萬立方英尺)	石油及凝析油 (加元/桶)	天然氣凝液 (加元/桶)	天然氣 (加元/ 千立方英尺)
2017	4,626	108,867	897	69,199	821	288	60,574	65.55	20.18	3.24
2018	5,463	126,086	1,026	80,956	924	328	71,278	67.54	21.76	3.09
2019	4,886	110,250	895	71,244	810	277	62,837	68.72	22.03	3.16
2020	4,437	97,351	797	63,234	717	238	55,745	70.39	22.52	3.32
2021	4,049	86,257	713	56,289	635	207	49,716	75.60	24.61	3.48
2022	3,730	76,805	645	50,267	571	184	44,407	80.93	26.64	3.73
2023	3,451	67,762	585	44,421	518	164	39,348	85.13	28.25	3.85
2024	3,211	60,571	536	39,788	472	146	35,341	86.94	28.77	3.96
2025	2,963	54,160	487	35,631	431	129	31,730	88.50	29.64	4.08
2026	2,769	48,402	444	31,859	391	114	28,443	90.54	30.10	4.21
2027	2,598	43,561	408	28,643	378	120	25,479	92.16	30.77	4.33
2028	2,437	39,124	374	25,733	345	108	22,859	94.12	31.13	4.46
2029	2,268	34,782	343	22,751	316	95	20,181	95.92	32.48	4.55
2030	2,123	30,941	316	20,079	289	83	17,775	98.10	32.53	4.64
2031	1,984	27,595	289	17,777	266	72	15,747	100.00	33.70	4.75
小計	50,994	1,012,514	8,755	657,871	7,884	2,553	581,460			
剩餘	30,314	189,527	3,833	121,745	3,330	520	108,396			
總計	81,308	1,202,041	12,588	779,616	11,214	3,073	689,856			

年份	未來		特許權費 (百萬加元)	扣除特許權 費後的收益 (百萬加元)	開支			除所得稅前	
	公司總收益 (百萬加元)	其他收益 (百萬加元)			營運開支 (百萬加元)	資本成本 (百萬加元)	棄置及 恢復成本 (百萬加元)	未來 收益淨額 (百萬加元)	淨現值10% (百萬加元)
2017	306	23	25	281	139	0	0	165	159
2018	347	26	29	318	164	0	1	179	160
2019	310	23	25	285	149	0	46	113	90
2020	287	20	24	263	136	0	2	145	107
2021	269	17	23	246	125	0	0	138	92
2022	258	15	23	234	114	0	36	99	60
2023	237	13	22	216	103	0	6	119	66
2024	219	11	20	199	94	0	19	97	48
2025	202	10	18	184	87	0	6	100	46
2026	187	8	17	170	79	0	6	92	38
2027	173	7	14	160	73	0	12	81	30
2028	161	6	13	148	67	0	30	56	19
2029	146	6	12	134	61	0	6	73	23
2030	133	5	11	122	54	0	8	64	18
2031	121	4	10	111	49	0	11	56	14
小計	3,357	194	288	3,070	1,496	0	191	1,577	971
剩餘	1,265	23	136	1,129	436	0	428	288	41
總計	4,622	217	424	4,199	1,932	0	619	1,865	1,012

按以下各項計的淨現值
(百萬加元)

除所得稅前	
5%	1,314
8%	1,114
12%	928
15%	826

該等數據隨附於 DeGolyer and MacNaughton 的報告，或會因其特定條件而更改。



表 2

CQ ENERGY CANADA RESOURCES PARTNERSHIP
 所擁有阿爾伯塔、英屬哥倫比亞及薩斯喀徹溫資產
 截至二零一七年三月三十一日
 證實已開發不在產儲量
 之估計年產量及收益預測

預測價格狀況

年份	總產量		公司總產量		淨產量			平均價格		
	石油及凝析油 (千桶)	天然氣 (百萬立方英尺)	石油及凝析油 (千桶)	天然氣 (百萬立方英尺)	石油及凝析油 (千桶)	天然氣凝液 (千桶)	銷售天然氣 (百萬立方英尺)	石油及凝析油 (加元/桶)	天然氣凝液 (加元/桶)	天然氣 (加元/ 千立方英尺)
2017	134	7,085	119	5,707	95	11	4,976	63.98	20.18	3.35
2018	178	12,759	152	9,659	120	15	8,488	66.97	21.76	3.19
2019	133	18,557	113	15,173	89	18	13,312	67.79	22.03	3.01
2020	93	16,124	78	13,320	60	15	11,604	67.06	22.52	3.18
2021	71	12,758	58	10,678	47	14	9,317	74.07	24.61	3.35
2022	58	10,644	47	8,949	36	11	7,759	79.36	26.64	3.64
2023	48	8,792	40	7,385	30	8	6,392	84.01	28.25	3.79
2024	42	7,354	34	6,230	26	7	5,395	84.21	28.77	3.94
2025	36	6,277	29	5,329	23	5	4,630	88.89	29.64	4.09
2026	31	5,389	26	4,583	20	6	3,999	85.82	30.10	4.24
2027	26	4,459	22	3,774	18	4	3,290	93.46	30.77	4.43
2028	24	3,179	19	2,736	15	2	2,392	88.46	31.13	4.74
2029	19	2,354	16	2,025	14	2	1,781	94.77	32.48	5.06
2030	16	2,053	14	1,790	11	3	1,572	91.66	32.53	5.16
2031	14	1,847	13	1,616	9	3	1,418	91.36	33.70	5.24
小計	923	119,631	782	98,954	613	124	86,325			
剩餘	90	11,404	74	10,301	59	14	9,117			
總計	1,013	131,035	856	109,255	672	138	95,442			

年份	未來 公司總收益 (百萬加元)		其他收益 (百萬加元)	特許權費 (百萬加元)	扣除特許權 費後的收益 (百萬加元)	開支			除所得稅前	
						營運開支 (百萬加元)	資本成本 (百萬加元)	棄置及 恢復成本 (百萬加元)	未來 收益淨額 (百萬加元)	淨現值10% (百萬加元)
2017	30	0	4	26	8	9	0	9	9	8
2018	47	0	6	41	13	9	0	20	20	17
2019	61	1	7	54	25	9	0	21	21	17
2020	55	1	6	48	22	5	0	22	22	16
2021	46	0	5	41	19	1	0	21	21	14
2022	42	0	5	37	16	0	(0)	20	20	12
2023	36	0	4	31	14	0	(0)	18	18	10
2024	31	0	4	28	12	0	(0)	16	16	8
2025	28	0	3	25	11	0	(0)	14	14	6
2026	25	0	3	22	10	0	0	12	12	5
2027	22	0	3	19	9	0	1	10	10	4
2028	17	0	2	15	7	0	1	8	8	3
2029	14	0	2	12	5	0	0	7	7	2
2030	13	0	2	11	4	0	0	6	6	2
2031	11	0	1	10	4	0	1	5	5	1
小計	477	3	58	419	180	33	2	207	207	126
剩餘	90	1	10	80	48	0	8	25	25	4
總計	567	4	68	499	228	33	10	232	232	130

按以下各項計的淨現值
(百萬加元)

除所得稅前	
5%	169
8%	143
12%	119
15%	105

該等數據隨附於DeGolyer and MacNaughton的報告，或會因其特定條件而更改。



表 3

CQ ENERGY CANADA RESOURCES PARTNERSHIP
 所擁有阿爾伯塔、英屬哥倫比亞及薩斯喀徹溫資產
 截至二零一七年三月三十一日
 證實未開發儲量
 之估計年產量及收益預測

預測價格狀況

年份	總產量		公司總產量		淨產量			平均價格		
	石油及凝析油 (千桶)	天然氣 (百萬立方英尺)	石油及凝析油 (千桶)	天然氣 (百萬立方英尺)	石油及凝析油 (千桶)	天然氣凝液 (千桶)	銷售天然氣 (百萬立方英尺)	石油及凝析油 (加元/桶)	天然氣凝液 (加元/桶)	天然氣 (加元/ 千立方英尺)
2017	136	581	137	560	121	10	530	63.98	20.18	3.35
2018	456	10,408	449	7,911	411	84	7,480	66.97	21.76	3.19
2019	550	24,548	510	16,200	451	95	15,201	67.79	22.03	3.01
2020	737	57,155	621	40,497	555	87	37,921	67.06	22.52	3.18
2021	692	62,266	573	40,237	506	71	37,998	74.07	24.61	3.35
2022	572	50,222	479	31,899	399	53	29,650	79.36	26.64	3.64
2023	412	39,217	344	25,119	273	41	22,911	84.01	28.25	3.79
2024	333	33,449	277	21,086	222	32	18,985	84.21	28.77	3.94
2025	282	30,632	233	18,303	189	28	15,589	88.89	29.64	4.09
2026	242	25,049	200	15,271	164	23	13,566	85.82	30.10	4.24
2027	211	21,235	174	13,061	144	22	11,650	93.46	30.77	4.43
2028	186	18,366	154	11,354	128	19	10,109	88.46	31.13	4.74
2029	164	15,420	137	9,604	113	17	8,611	94.77	32.48	5.06
2030	146	13,400	122	8,391	103	15	7,588	91.66	32.53	5.16
2031	130	11,830	108	7,434	92	14	6,779	91.36	33.70	5.24
小計	5,249	413,778	4,516	266,929	3,871	611	244,568			
剩餘	1,612	78,312	806	49,799	704	111	46,341			
總計	6,861	492,090	5,322	316,728	4,575	722	290,909			

年份	未來				開支			除所得稅前	
	公司總收益 (百萬加元)	其他收益 (百萬加元)	特許權費 (百萬加元)	扣除特許權 費後的收益 (百萬加元)	營運開支 (百萬加元)	資本成本 (百萬加元)	棄置及 恢復成本 (百萬加元)	未來 收益淨額 (百萬加元)	淨現值10% (百萬加元)
2017	12	0	1	10	1	59	0	(50)	(48)
2018	61	0	3	58	8	214	0	(165)	(146)
2019	94	0	5	88	15	179	0	(106)	(87)
2020	195	0	9	186	35	117	0	35	24
2021	202	0	10	192	38	41	0	114	76
2022	173	0	12	161	33	7	(0)	121	74
2023	138	0	12	126	27	5	0	95	53
2024	118	0	11	107	23	7	0	77	39
2025	104	0	9	95	21	0	(0)	74	34
2026	90	0	8	82	19	0	0	63	26
2027	80	0	7	72	18	0	(5)	59	22
2028	71	0	7	64	17	0	0	48	16
2029	62	0	6	56	15	0	5	36	11
2030	56	0	5	51	14	0	0	36	10
2031	50	0	4	46	14	0	0	32	8
小計	1,505	0	110	1,396	297	629	0	470	113
剩餘	411	0	33	378	140	0	41	196	31
總計	1,916	0	144	1,773	436	629	41	667	144

按以下各項計的淨現值
(百萬加元)

除所得稅前	
5%	323
8%	204
12%	96
15%	42

該等數據隨附於DeGolyer and MacNaughton的報告，或會因其特定條件而更改。



表 4

CQ ENERGY CANADA RESOURCES PARTNERSHIP

所擁有阿爾伯塔、英屬哥倫比亞及薩斯喀徹溫資產

截至二零一七年三月三十一日

證實總儲量

之估計年產量及收益預測

預測價格狀況

年份	總產量		公司總產量		淨產量			平均價格		
	石油及凝析油 (千桶)	天然氣 (百萬立方英尺)	石油及凝析油 (千桶)	天然氣 (百萬立方英尺)	石油及凝析油 (千桶)	天然氣凝液 (千桶)	銷售天然氣 (百萬立方英尺)	石油及凝析油 (加元/桶)	天然氣凝液 (加元/桶)	天然氣 (加元/ 千立方英尺)
2017	4,896	116,533	1,153	75,466	1,037	309	66,080	65.75	20.01	3.25
2018	6,097	149,253	1,627	98,526	1,455	427	87,246	68.05	21.22	3.12
2019	5,569	153,355	1,518	102,618	1,350	390	91,350	69.37	21.63	3.16
2020	5,267	170,630	1,496	117,051	1,332	340	105,270	70.42	22.27	3.41
2021	4,812	161,281	1,344	107,204	1,188	292	97,031	75.84	24.36	3.58
2022	4,360	137,671	1,171	91,115	1,006	248	81,816	81.21	26.56	3.82
2023	3,911	115,771	969	76,926	821	213	68,651	85.36	27.87	3.94
2024	3,586	101,374	847	67,104	720	185	59,721	87.04	28.34	4.06
2025	3,281	91,069	749	59,263	643	162	51,949	88.80	28.88	4.17
2026	3,042	78,840	670	51,713	575	143	46,008	90.48	29.63	4.30
2027	2,835	69,255	604	45,478	540	146	40,419	92.31	30.25	4.43
2028	2,647	60,669	547	39,823	488	129	35,360	93.98	31.38	4.58
2029	2,451	52,556	496	34,380	443	114	30,573	95.68	32.42	4.69
2030	2,285	46,394	452	30,259	403	101	26,935	97.67	33.14	4.79
2031	2,128	41,272	410	26,827	367	89	23,944	99.72	33.57	4.89
小計	57,167	1,545,923	14,053	1,023,754	12,368	3,288	912,353			
剩餘	31,329	279,243	4,713	181,845	4,093	645	163,854			
總計	88,496	1,825,166	18,766	1,205,599	16,461	3,933	1,076,207			

年份	開支				除所得稅前				
	未來 公司總收益 (百萬加元)	其他收益 (百萬加元)	特許權費 (百萬加元)	扣除特許權 費後的收益 (百萬加元)	營運開支 (百萬加元)	資本成本 (百萬加元)	棄置及 恢復成本 (百萬加元)	未來 收益淨額 (百萬加元)	淨現值10% (百萬加元)
2017	347	23	30	317	148	68	0	124	120
2018	454	27	38	416	185	223	1	34	31
2019	465	24	37	427	189	188	46	28	21
2020	537	20	40	498	193	122	2	202	147
2021	517	18	39	479	181	42	0	273	182
2022	472	15	40	432	163	7	36	241	146
2023	411	13	38	373	144	5	6	232	128
2024	369	11	35	334	130	7	19	190	95
2025	335	10	31	304	119	0	6	189	86
2026	302	8	28	274	109	0	7	167	69
2027	274	7	24	251	100	0	8	150	57
2028	249	6	22	227	91	0	31	112	38
2029	222	6	20	203	81	0	12	115	36
2030	201	5	18	183	73	0	9	106	30
2031	183	4	16	167	67	0	11	93	24
小計	5,340	198	455	4,885	1,972	662	192	2,255	1,210
剩餘	1,766	23	180	1,587	624	0	478	509	76
總計	7,106	221	635	6,471	2,596	662	670	2,764	1,286

按以下各項計的淨現值
(百萬加元)

除所得稅前	
5%	1,806
8%	1,461
12%	1,143
15%	973

該等數據隨附於DeGolyer and MacNaughton的報告，或會因其特定條件而更改。



表 5

CQ ENERGY CANADA RESOURCES PARTNERSHIP

所擁有阿爾伯塔、英屬哥倫比亞及薩斯喀徹溫資產

截至二零一七年三月三十一日

之證實加概算儲量

之估計年產量及收益預測

預測價格狀況

年份	總產量		公司總產量		淨產量			平均價格		
	石油及凝析油 (千桶)	天然氣 (百萬立方英尺)	石油及凝析油 (千桶)	天然氣 (百萬立方英尺)	石油及凝析油 (千桶)	天然氣凝液 (千桶)	銷售天然氣 (百萬立方英尺)	石油及凝析油 (加元/桶)	天然氣凝液 (加元/桶)	天然氣 (加元/ 千立方英尺)
2017	5,139	123,028	1,254	79,628	1,118	329	69,640	65.75	20.01	3.25
2018	6,745	162,616	1,937	107,342	1,730	481	94,962	68.05	21.22	3.12
2019	6,249	177,285	1,868	119,034	1,645	467	106,203	69.37	21.63	3.16
2020	6,211	211,321	2,025	146,380	1,793	426	132,352	70.42	22.27	3.41
2021	5,830	221,850	1,887	147,658	1,664	374	134,501	75.84	24.36	3.58
2022	5,204	192,724	1,605	129,743	1,360	318	116,496	81.21	26.56	3.82
2023	4,668	164,887	1,345	111,479	1,116	275	98,928	85.36	27.87	3.94
2024	4,282	147,646	1,186	99,224	987	247	87,786	87.04	28.34	4.06
2025	3,949	132,707	1,059	88,062	887	222	77,666	88.80	28.88	4.17
2026	3,664	117,138	958	77,994	802	200	68,796	90.48	29.63	4.30
2027	3,411	103,687	874	69,027	764	207	61,051	92.31	30.25	4.43
2028	3,210	93,625	804	62,337	701	189	55,018	93.98	31.38	4.58
2029	3,014	84,294	739	56,034	643	171	49,407	95.68	32.42	4.69
2030	2,839	76,428	684	50,673	592	155	44,644	97.67	33.14	4.79
2031	2,678	68,985	634	45,694	549	141	40,264	99.72	33.57	4.89
小計	67,093	2,078,221	18,859	1,390,309	16,351	4,202	1,237,714			
剩餘	42,045	666,522	8,645	432,494	7,280	1,400	381,900			
總計	109,138	2,744,743	27,504	1,822,803	23,631	5,602	1,619,614			

年份	未來 公司總收益 (百萬加元)		其他收益 (百萬加元)	特許權費 (百萬加元)	扣除特許權 費後的收益 (百萬加元)	開支			除所得稅前	
						營運開支 (百萬加元)	資本成本 (百萬加元)	棄置及 恢復成本 (百萬加元)	未來 收益淨額 (百萬加元)	淨現值10% (百萬加元)
2017	367	22	33	335	151	82	0	0	124	120
2018	504	26	42	462	193	258	1	0	36	32
2019	545	23	44	501	202	359	45	0	(82)	(69)
2020	682	20	51	631	212	236	1	0	201	144
2021	713	17	53	660	211	91	0	0	376	250
2022	663	15	57	606	200	7	33	0	380	231
2023	587	13	57	530	181	12	5	0	346	191
2024	536	11	53	483	165	7	17	0	305	153
2025	489	10	49	441	152	0	6	0	292	133
2026	448	8	45	403	140	0	5	0	266	110
2027	410	7	38	372	128	0	4	0	248	93
2028	382	6	36	346	120	0	6	0	227	78
2029	352	5	34	319	112	0	5	0	207	64
2030	327	5	32	295	105	0	9	0	185	52
2031	303	4	30	273	98	0	33	0	147	38
小計	7,310	192	653	6,657	2,370	1,054	168	0	3,257	1,621
剩餘	3,949	25	440	3,509	1,297	0	584	0	1,653	212
總計	11,259	217	1,093	10,166	3,667	1,054	752	0	4,910	1,833

按以下各項計的淨現值
(百萬加元)

除所得稅前	
5%	2,807
8%	2,147
12%	1,585
15%	1,301

該等數據隨附於DeGolyer and MacNaughton的報告，或會因其特定條件而更改。

阿爾伯塔省特許權費

二零一六年一月，阿爾伯塔政府宣佈將實施經修訂的特許權費制度，稱為「現代特許權費框架」(MRF)。MRF自二零一七年一月一日起生效。

MRF將適用於二零一七年一月一日或之後鑽挖的原油、液體及天然氣井以及二零一七年一月一日或之後鑽挖的非工程原油砂重油井，原因是該等油氣井的特許權費乃按根據原油算式釐定之皇家政府特許權費產量計算。其亦適用於二零一六年七月十三日至二零一六年十二月三十一日期間鑽挖且批准提早適用MRF的油氣井。二零一六年七月十三日前以及提早選擇期間(二零一六年七月十三日至二零一六年十二月三十一日)鑽挖且並無選擇提早適用MRF或不符合標準的油氣井，將繼續遵循原特許權費框架(ARF)直至二零二六年十二月三十一日。MRF不會影響根據油砂礦稅條例(二零零九年)經批准油砂礦稅項目產量的特許權費。

根據MRF，將採用統一5%的特許權費率，直至從油氣井產生的所有碳氫化合物產品累計收益相當於C*。C*以金額列示，稱為鑽完井成本補貼，相當於完井成本。其為基於垂直井深(TVD)、水平段長度(TLL)及支撐劑數量(TPP)的計算值。所有油氣井的C*計算相同，而不論油氣井所產生的碳氫化合物。油氣井的累計收益將透過以各類碳氫化合物的產量乘以Alberta Energy所公佈各商品平價而監測。

一旦油氣井所產生所有碳氫化合物產品的收益等於C*，則將根據MRF(屬價格敏感性及產品特定)計算特許權費率。實際特許權費率為價格成分(PC)及數量調整成分(QC)之和。PC乃Alberta Energy就各烴流釐定的平價函數，與生產率無關。對於原油、戊烷以上的烴、凝析油、非工程油氣井的油砂重油、天然氣(甲烷)及乙烷，該PC上限為40%，而對於丙烷及丁烷，PC上限為36%。當油氣井的月產量低於到期日限值，則適用QC。油當量的到期日限值為每月194立方米(每日40桶油當量)，而天然氣為每月345.5千立方米(每月9.7千立方英尺)。當量值為油氣井所有產品而非個別流的總和。立方米液體與千立方米天然氣的換算

比率為1.7811。倘累計產量低於該數，則算式中規定的數量調整將對油氣井收取的特許權費率下調至最低費率5%。

根據MRF，於二零一七年一月一日或之後再入的油氣井將繳納新特許權費。一般而言，再入油氣井獲得的鑽完井成本補貼將增加。增加的C*按油氣井再入成本的代用指標計算。活動增加獲授的C*亦增加，加至任何餘下C*結餘，適用於再入井之日起所有主支井的產量。倘油氣井的累計收益於再入前超過C*或油氣井於二零一七年一月一日之前鑽挖，則餘下C*結餘可能等於零。

二零一七年一月一日前於官地鑽挖的所有油氣井(批准提早適用MRF的油氣井除外)，將支付使用ARF計算的特許權費直至二零二六年十二月三十一日止。

ARF及MRF全文可瀏覽http://www.energy.gov.ab.ca/About_Us/Royalty.asp。

英屬哥倫比亞石油特許權費

就英屬哥倫比亞生產原油應付的特許權費為價格的函數，以及以其為「新」或「舊」油的分類而定。「新」油定義為產自間距單位完全位處於一九七五年十一月一日劃定邊界的現有油區之外的油井的油。現有油區中的增產石油(透過水沖法或提升現有注水開採)亦分類為「新」油。「舊」油的特許權費比率由0%至約40%，「新」油的特許權費比率則由0%至約30%。下表呈列適用於英屬哥倫比亞生產的種類及特許權費算式。

種類	特許權費算式
「舊」油收費<600 BOPM	$R = \frac{P^2}{5000}$
「舊」油收費>600 BOPM	$R = 72 + 0.4 (P - 600)$
「新」油收費<1000 BOPM	$R = \frac{P^2}{6667}$
「新」油收費>1000 BOPM	$R = 150 + 0.3 (P - 1000)$
其中：R	= 每桶特許權費
P	= 每月桶油產量

新區開採井中的產油可享三年免特許權費的優惠期。產自獲批准的三次開採試點之增產石油亦可豁免繳付特許權費。於獲批准的三次開採項目(非試點)的生產，將須繳納省總督會同行政局釐定的特許權費。

三級油的引入乃指從於一九九八年六月一日後發現的油區開採的石油。在所有生產比率中，三級油的特許權費比率將較新石油類的特許權費比率低20%。

英屬哥倫比亞天然氣及天然氣副產品的特許權費

天然氣及天然氣副產品的皇家政府特許權費的計算方法已經修訂，作為英屬哥倫比亞石油產業持續放寬管制措施的一部分，於一九八八年六月一日生效。此擬簡化政府及行業兩者的行政程序，而不會對該省根據先前稅制收取的整體特許權費造成大幅改變。天然氣的特許權費按算式釐定，並為天然氣種類分類、市場售價及特許

權費補貼的函數。液體及硫磺的特許權費分別穩定維持於20%及16 2/3%。液體獲定義為乙烷、丙烷、丁烷、凝析油或上述各項的任何混合物。

就計算特許權費而言，天然氣分為兩類：(1) 非伴生氣(或天然氣頂氣)及(2)守恒天然氣(或溶解氣)。該等種類各自不同的公式及最低特許權費比率如下：

非伴生氣(最低15%)：

$$\text{特許權費}\% = \frac{750 + 25(P - 50)}{P}$$

守恒天然氣(最低8%)：

$$\text{特許權費}\% = \frac{400 + 15(P - 50)}{P}$$

其中：P = 實際油田價及發佈的最低價格的較高者

附註：當價格超出每千立方米50.00元時，特許權費的計算便會跟隨價格調整。

已引入下列兩種非守恒天然氣的新類別：

- 現有土地上的新油氣井 — 於一九九八年五月三十一日後鑽挖地上油氣井的非守恒天然氣(該等油氣井擁有於一九九八年五月三十一日的現有油氣權)。最低特許權費為12%，最高為27%。特許權費的算式為：

$$\text{特許權費}(\%) = 12 \times \frac{\text{選擇價格} + 40(\text{參考價格} - \text{選擇價格})}{\text{參考價格}}$$

參考價格

- 新土地上的新油氣井 — 來自油氣井的非守恒天然氣(其油氣權乃於一九九八年五月三十一日後及二零零二年一月一日前發出，並於油氣權發出當日的五年內完成開採)。最低特許權費為9%，最高為27%。特許權費算式為：

$$\text{特許權費}(\%) = 9 \times \text{選擇價格} + 40 (\text{參考價格} - \text{選擇價格})$$

參考價格

實際油田價(Acquisition Order Price)乃以Westcoast設施五個終端零售店之一的價格及減去通行費而釐定，以將價格回復至Westcoast設施的進入點。省級特許權費乃根據此價格支付，然而，特許權費其後扣除生產商服務成本補貼(「PCOSA」)，更可能進一步扣除天然氣成本補貼(「GCA」)(如適用)。倘加工設施(燃氣廠房)並非Westcoast所擁有(即生產商擁有)，則須有天然氣成本補貼。PCOSA為收取以郵票(元)/單位計算的津貼，以此補償生產商運送井口天然氣至Westcoast幹道入口的特許權費部分。就非伴生氣井而言PCOSA專為收集及產地壓縮而設，並根據油氣井位置及天然氣H₂S成份作計算。就溶解氣(守恒天然氣)採集而言，所有地方及任何H₂S成份均享元/單位的固定補貼。本報告列表各節詳列PCOSA的分配。GCA的計算與阿爾伯塔使用的Jumping Pound計算方法非常相似，乃實用型計算方式，已計入資本減值、收益率基數及經營成本扣減。

元/10³M³原天然氣的生產商服務成本

	「D」區域		所有其他區域	
	(H ₂ S≤1%)	(H ₂ S>1%)	(H ₂ S≤1%)	
(H ₂ S>=1%)				
燃氣收集				
及脫水	5.00	11.00	4.00	5.00
氣田壓縮	8.00	9.00	5.00	5.00
天然氣節約	16.00	16.00	16.00	16.00

「D」區域的指定範圍如下：以緯度54°00'及經度120°00'為起點，沿洛磯山嶺西北至緯度55°35'，東至經度121°00'，南至緯度55°25'，東至經度120°00'，南至起點。

薩斯喀徹溫省天然氣皇家政府特許權費及永久業權生產稅級別

就皇家政府特許權費及永久業權生產稅而言，薩斯喀徹溫省的天然氣被視為「非伴生氣」或「伴生氣」。各天然氣種類的燃氣生產之特許權費及生產稅級別（「四級氣」、「三級氣」、「新氣」或「舊氣」）如下：

非伴生氣指產自氣井的燃氣。

四級氣 — 產自氣井的燃氣，完成鑽探日期為二零零二年十月一日或以後。

三級氣 — 產自氣井的燃氣，完成鑽探日期為一九九八年二月九日或以後及二零零二年十月一日以前。

新氣 — 產自氣井的燃氣，完成鑽探日期為一九九八年二月九日以前，其首次生產日期為一九七六年十月一日或以後（與再入油井、單元井及「舊氣」重新分類為「新氣」有關者屬於若干例外情況。）

舊氣 — 產自氣井的燃氣（分類為「四級氣」、「三級氣」或「新氣」之燃氣除外）

伴生氣指產自油井的燃氣。

四級氣 — 收集作使用或銷售及從油井產生的燃氣：
• 完成鑽探日期為二零零二年十月一日或以後；或
• 完成鑽探日期為二零零二年十月一日以前（而該月油氣井的氣油比（「GOR」）超出3,500立方米氣／立方米油及並非「三級氣」或「新氣」）。

三級氣 — 自油井的燃氣，完成鑽探日期為一九九八年二月九日或以後及二零零二年十月一日以前，並於二零零二年十月一日前收到特別批准可同時生產油氣而無油氣比處罰。

新氣 — 產自油井的燃氣，完成鑽探日期為一九九八年二月九日以前，並於二零零二年十月一日前收到特別批准可同時生產油氣而無油氣比處罰。

附註：產自油井的燃氣於二零零二年十月一日後取得特別批准可同時生產油氣(而無油氣比處罰)，僅須繳納特許權費／稅項(倘其符合為「四級氣」伴生氣訂立的標準)。

薩斯喀徹溫省天然氣皇家政府特許權費及永久業權生產稅算式：

<u>每月燃氣產量</u> (10立方米)	<u>皇家政府特許權費</u> (%)	<u>永久業權生產稅率</u> (%)
--------------------------	------------------------	------------------------

非伴生氣

四級氣	0-25.0	0	0
	25.1-136.2	$(C_g \times MGP) - D_g$	皇家政府特許權費(%) - PTF g
	逾115.4	$\left(K_g - \frac{X_g}{MGP} \right)$	皇家政府特許權費(%) - PTF g
三級氣	0-115.4	$(C_g \times MGP) - SRC$	皇家政府特許權費(%) - PTF g
新氣及舊氣	逾115.4	$\left(K_g - \frac{X_g}{MGP} \right)$	皇家政府特許權費(%) - PTF g

伴生氣

四級氣	0-64.7	0	0
	逾64.7	$\left(K_g - \frac{X_g}{MGP} \right)$	皇家政府特許權費(%) - PTF g
三級氣 新氣及舊氣	與上文非伴生氣所列示「三級氣」、「新氣」及「舊氣」的算式相同。		

其中：

- 相關部門就各特許權費／稅項分類根據下節所述的價格敏感政策及公式按月釐定「Cg」、「Dg」、「Kg」及「Xg」係數。
- MGP=每月燃氣產量。MOP為每月(以千立方米計)產自油井或氣井的燃氣總量，湊整至最接近的十分位。
- PTFg=生產稅係數。PTFg為法定數額，「舊氣」定於6.9、「新氣」及「三級氣」定於10.0、「四級氣」定於12.5水平。
- SRC=薩斯喀徹溫省資源稅額減免。SRC為法定數額，「舊氣」及「新氣」定於1.0，「三級氣」定於2.5水平。

薩斯喀徹溫省天然氣皇家政府特許權費及永久業權生產稅價格敏感政策

皇家政府特許權費及永久業權生產稅率透過變換「Cg」、「Dg」、「Kg」及「Xg」係數而按月調整。該等係數乃經相關部門根據下文概述之價格敏感政策而按月釐定。該等政策凌駕於申請薩斯喀徹溫省資源稅額減免(「SRC」)(倘適用)。

「Cg」、「Dg」、「Kg」及「Xg」的係數乃根據下列收益分享政策而釐定，此政策適用於氣產量達250千立方米／月的參考井生產率：

皇家政府特許權費價格敏感政策

- (a) 基礎氣田燃氣價格(確立價格敏感架構的下限)如下：

「四級氣」及「三級氣」50元／千立方米；及
「新氣」及「舊氣」35元／千立方米。

部長按月估計及確立省級平均氣田燃氣價格(PGP)。於PGP少於或等同(a)項所述之基礎氣田價格的月份，「基礎」特許權費則適用。「基礎」特許權費率為(相當於參考井生產率的最低特許權費率)：

「四級氣」5%；
「三級氣」或「新氣」15%；及
「舊氣」20.0%。

- (b) 如任何月份的指定PGP高於基礎價格，參考井生產率的特許權費率的計算方式是「基礎」價格乘以「基礎」特許權費率，再加上高於「基礎」價格的PGP部分適用的「邊際」特許權費率。「邊際」特許權費率為：

「四級氣」30%；
「三級氣」及「新氣」35%；及
「舊氣」45%。

- (c) 源於價格敏感政策並用以釐定「Kg」、「Xg」、「Cg」及「Dg」係數的公式列示如下。該等公式已納入規則。

非伴生氣

	<u>Kg</u>	<u>Xg</u>	<u>Cg</u>	<u>Dg</u>
四級氣	$6.75+33.73 \times \left(\frac{GP - \$50/10^3 m^3}{GP} \right)$	Kgx64.7	$\frac{Kg}{205.76}$	$\frac{Kg}{8.23}$
三級氣	$19.5+26.0 \times \left(\frac{GP - \$50/10^3 m^3}{GP} \right)$	Kgx57.69	$\frac{Kg}{230.76}$	不適用
新氣	$19.5+26.0 \times \left(\frac{GP - \$35/10^3 m^3}{GP} \right)$	Kgx57.69	$\frac{Kg}{230.76}$	不適用
舊氣	$26.0+32.5 \times \left(\frac{GP - \$35/10^3 m^3}{GP} \right)$	Kgx57.69	$\frac{Kg}{230.76}$	不適用

伴生氣

	<u>Kg</u>	<u>Xg</u>	<u>Cg</u>	<u>Dg</u>
四級氣	$6.75+33.73 \times \left(\frac{GP - \$50/10^3 m^3}{GP} \right)$	Kgx64.7	不適用	不適用

三級氣 與上文非伴生氣「三級氣」的算式相同

新氣 與上文非伴生氣「新氣」的算式相同

其中：

GP = 燃氣價格。GP相等於省平均氣田燃氣價格(PGP)及「基礎」氣田燃氣價格的較高者。「舊氣」及「新氣」的「基礎」氣田價格為35元／千立方米，「三級氣」及「四級氣」為50元／千立方米。GP以元／千立方米計值(湊整至最接近仙位)，並由部長按月估計及制訂。

附註：「Cg」湊整至最接近萬分之一，「Dg」及「Kg」湊整至最接近的百分之一及「Xg」湊整至最接近之整數。

(d) 最低皇家政府特許權費為零。

永久業權生產稅價格敏感政策

- (a) 永久業權生產稅乃按從燃氣分類的適用皇家政府特許權費減去特定燃氣分類的適用生產稅係數(PTFg)而釐定。目前，PTFg定於以下水平：

「舊氣」6.9；
「新氣」及「三級氣」10.0；及
「四級氣」12.5

- (b) 最低永久業權生產稅率為零。

伴生氣管理

「伴生氣」的「四級氣」特許權費／稅項分類僅適用於收集作使用或銷售的燃氣，以及產自：

1. 於二零零二年十月一日或以後鑽探的油井；或
2. 於二零零二年十月一日以前鑽探的油井，其中：
 - a) 油井於相關月份的GOR超出3,500立方米氣／立方米油。
附註：「四級氣」特許權費／稅項架構適用於任何月份產自GOR少於或等於3,500的油井的燃氣；及
 - b) 燃氣生產未曾獲分配「新氣」或「三級氣」特許權費／稅項種類。(例如於二零零二年十月一日前獲准同時生產的油井，本應已獲「三級氣」或「新氣」特許權費／稅項級別(分配予產自油井的燃氣)。

附註：根據伴生氣的適用「四級氣」特許權費算式的設計，燃氣產量超過每月64.7103立方米時，才須繳付特許權費。

產自油井的燃氣於二零零二年十月一日或以後收到同時生產的批准時，將不再獲分配至「新氣」或「三級氣」特許權費／稅項級別。取而代之，燃氣生產僅將受「四級氣」特許權費／稅項級別所限，

且僅於符合上文「1」或「2」項註明的「四級氣」級別的要求之情況。產自油井的燃氣(部長已於二零零二年十月一日前頒令將同時生產油氣)將持續受早前獲分配的「新氣」或「三級氣」特許權費／稅項級別所限。

伴生氣生產特許權費／稅項部分的適用井口價值，乃基於營運商平均燃氣價格(OGP)或省級平均燃氣價格(PGP)(視乎營運商或個別營運商的選擇)計算。

薩斯喀徹溫省石油皇家政府特許權費及永久業權生產稅級別

就皇家政府特許權費及永久業權生產稅而言，薩斯喀徹溫省的原油被視為「重油」、「西南部特定石油」或「非重油(西南部特定石油以外)」。三類原油各自產油之常規特許權費及生產稅級別(「四級油」、「三級油」、「新油」或「舊油」)闡述如下：

重油指第三子午線以西第5至29範圍第21鎮以北城鎮內產油，來自Viking地層或蘊藏較Viking地層更晚期的任何其他地區的產油除外。

四級油 — 產自油井或氣井的常規油，完成鑽探日期為二零零二年十月一日或以後；或因於二零零二年十月一日或以後開始的新或擴展注水計劃而產生的增產石油。

三級油 — 產自垂直油井或氣井的常規油，完成鑽探日期為一九九四年一月一日或以後及二零零二年十月一日前；或因於一九九四年一月一日或以後及二零零二年十月一日前開始的新或擴展注水計劃而產生的增產石油。

新油 — 並非分類為「三級油」或「四級油」的常規油。

西南部特定石油指省西南部(第三子午線以西第1至第30範圍第1至21鎮)內因一九九八年二月九日或以後進行之新勘探或開發活動而生產的非重油。

四級油 — 產自油井或氣井的常規油，完成鑽探日期為二零零二年十月一日或以後；或因於二零零二年十月一日或以後開始的新或擴展注水計劃而產生的增產石油。

三級油 — 產自垂直油井或氣井的常規油，完成鑽探日期為一九九八年二月九日或以後及於二零零二年十月一日前；或因於一九九八年二月九日或以後及於二零零二年十月一日前開始的新或擴展注水計劃而產生的增產石油。

新油 — 產自水平油井的常規油，完成鑽探日期為一九九八年二月九日或以後及二零零二年十月一日前。

非重油(西南部特定石油以外)乃指非「重油」或「西南部特定石油」。(附註：於西南部地區，來自一九九八年二月九日之前的勘探或開發活動的產油被視為非重油。)

四級油 — 產自油井或氣井的常規油，完成鑽探日期為二零零二年十月一日或以後；或因於二零零二年十月一日或以後開始的新擴展注水計劃而產生的增產石油。

三級油 — 產自垂直油井或氣井的常規油，完成鑽探日期為一九九四年一月一日或以後及於二零零二年十月一日前；或因於一九九四年一月一日或以後及於二零零二年十月一日以前開始的新或擴展注水計劃而產生的增產注水石油。

新油 — 從於一九七三年後完成的垂直井或氣井生產的常規油，完成鑽探日期為一九九四年前(有關「舊油」重新分類為「新油」級別的若干情況除外)；產自水平油井的常規油，完成鑽探日期為一九九一年四月一日或以後及於二零零二年十月一日前；或因於一九七四年一月一日或以後及於一九九四年前開始的新或擴展注水計劃而產生的增產注水石油。

舊油 — 並非分類為「四級油」、「三級油」或「新油」的常規油。

薩斯喀徹溫省皇家政府特許權費及永久業權生產稅算式

每月石油產量 (立方米)	皇家政府特許權費 (%)	永久業權生產稅率 (%)
四級油		
0–25.0	0	0
25.1–136.2	$(C \times MOP) - D$	皇家政府特許權費(%) – PTF
逾 136.2	$\left(K - \frac{X}{MGP} \right)$	皇家政府特許權費(%) – PTF
三級油、新油及舊油		
任何數額	大於0及 $\left(K - \frac{X}{MGP} \right) - SRC$	皇家政府特許權費(%) – PTF

其中：

- 相關部門就各特許權費／稅項級別根據下節所述的價格敏感政策及公式每月釐定「C」、「D」、「K」及「X」係數。
- MOP=每月產油量。每月產油總量為每月(以千立方米計)油井或氣井生產的石油總量，湊整至最接近的十分位。
- PTF=生產稅係數。PTF為法定數額，「舊油」定於6.9、「新油」及「三級油」定於10.0，「四級油」定於12.5水平。
- SRC=薩斯喀徹溫省資源稅額減免。SRC為法定數額，各級水平如下：
 - 2.5個百分點：
 - 所有產自於一九九八年二月九日或以後及於二零零二年十月一日以前鑽探的垂直油井的常規油；及
 - 產自於一九九八年二月九日或以後及於二零零二年十月一日前實行新或擴展注水部分而產生的增產石油；及
 - 所有其他「舊油」、「新油」或「三級油」均為1.0個百分點。

進行SRC減免前，最低皇家政府特許權費比率為1% (倘適用)。進行SRC減免後，最低皇家政府特許權費比率為零。

薩斯喀徹溫省石油皇家政府特許權費及永久業權生產稅價格敏感政策

皇家政府特許權費及永久業權生產稅率透過變換「C」、「D」、「K」及「X」係數而作出每月調整。該等係數乃經相關部門根據下文概述之價格敏感政策而按月釐定。該等政策凌駕於申請薩斯喀徹溫省資源稅額減免(倘適用)。

「C」、「D」、「K」及「X」係數乃根據下列收益分享政策釐定，此適用於「舊油」、「新油」及「三級油」每月100立方米石油和「四級油」每月250立方米石油的參考井生產率。

皇家政府特許權費價格敏感政策

- (a) 基礎油價(確立價格敏感架構下限)如下：

「四級油」及「三級油」每立方米100元；及
「新油」及「舊油」每立方米50元。

- (b) 省級平均井口價格乃由相關部門部長就重油(HOP)、西南部石油(SOP)及非重油(NOP)按月估計及制訂。(附註：非重油包括所有重油以外的油)「基礎」特許權費率(相當於參考井生產率的最低特許權費率)為：

所有「四級油」為5.0%；
重油(「三級油」或「新油」)為10.0%；
非重油(屬於「三級油」或「新油」的西南部特定石油除外)為15.0%；及
「舊油」20.0%。

- (c) 當HOP、SOP或NOP高於各自的基礎油價時，參考井生產率的特許權費率的計算方式是「基礎」價格乘以「基礎」特許權費率，再加上HOP、SOP或NOP高於各自基礎油價部分適用的「邊際」特許權費率。「邊際」特許權費率為：

所有「四級油」為30%；
 重油（「三級油」或「新油」）為25%；
 西南部特定石油（屬於「三級油」或「新油」）為35%；
 非重油（屬於「三級油」或「新油」的西南部特定石油除外）為35%；及「舊油」45%。

(d) 下列為用以釐定「C」、「D」、「K」及「X」係數的公式。

	K	X	C	D
<u>重油</u>				
四級油	$7.14 + 35.71 \times \left(\frac{HOP - \$100/m^3}{HOP} \right)$	$K \times 75$	$\left(\frac{K}{247.48} \right)$	$\left(\frac{K}{9.90} \right)$
三級油	$13.0 + 19.5 \times \left(\frac{HOP - \$100/m^3}{HOP} \right)$	$K \times 23.08$	不適用	不適用
新油	$13.0 + 19.5 \times \left(\frac{HOP - \$100/m^3}{HOP} \right)$	$K \times 23.08$	不適用	不適用
<u>西南部特定石油</u>				
四級油	$7.14 + 35.71 \times \left(\frac{SOP - \$100/m^3}{SOP} \right)$	$K \times 75$	$\left(\frac{K}{247.48} \right)$	$\left(\frac{K}{9.90} \right)$
三級油	$16.25 + 29.25 \times \left(\frac{SOP - \$100/m^3}{SOP} \right)$	$K \times 23.08$	不適用	不適用
新油	$16.25 + 29.25 \times \left(\frac{SOP - \$100/m^3}{SOP} \right)$	$K \times 23.08$	不適用	不適用

	K	X	C	D
<u>非重油(不包括西南部特定石油)</u>				
四級油	$7.14+35.71 \times \left(\frac{NOP - \$100/m^3}{NOP} \right)$	Kx75	$\left(\frac{K}{247.48} \right)$	$\left(\frac{K}{9.90} \right)$
三級油	$19.5+26.0 \times \left(\frac{NOP - \$100/m^3}{NOP} \right)$	Kx23.08	不適用	不適用
新油	$19.5+26.00 \times \left(\frac{NOP - \$50/m^3}{SOP} \right)$	Kx23.08	不適用	不適用
舊油	$26.00+32.5 \times \left(\frac{NOP - \$50/m^3}{SOP} \right)$	Kx23.08	不適用	不適用

其中：

HOP = 重油價格。重油價格為省級平均重油價格(以元／立方米列示，湊整至最接近元)，經部長按月估計及制訂。用於係數「K」公式之最低HOP為「新油」每立方米50元及「三級油」和「四級油」每立方米100元。

SOP = 西南部特定石油價格。SOP為平均西南地區產油價格(以元／立方米列示，湊整至最接近元)，經部長按月估計及制訂。用於係數「K」公式之最低SOP為「新油」每立方米50元及「三級油」和「四級油」每立方米100元。

NOP = 非重油價格。NOP為省級平均非重油價格(以元／立方米列示，湊整至最接近元)，經部長按月估計及制訂。用於係數「K」公式之最低NOP為「舊油」及「新油」每立方米50元及「三級油」和「四級油」每立方米100元。

附註：「C」湊整至最接近的萬分之一，「D」及「K」湊整至最接近的百分之一，「X」湊整至最接近之整數。

永久業權生產稅價格敏感政策

- (a) 永久業權生產稅率乃按從該石油分類的適用皇家政府特許權費率減去適用生產稅係數(PTF)而釐定。目前，PTF定於以下水平：

「舊油」6.9；
「新油」及「三級油」10.0；及
「四級油」12.5。

- (b) 最低永久業權生產稅率為零。

薩斯喀徹溫省產油免繳期及免繳產量

一九九四年一月一日起，以前的特許權費免繳條文撤銷，由新的最高特許權費所取代，其相關適用免繳產量如下：新擴邊垂直開發油井為2,000立方米、一九九八年二月八日後在Vandersley/Kerrobert和Lloydminster投產的油氣井為4,000立方米、新垂直勘探油井為8,000立方米、深直開發油井為12,000立方米，及深直勘探油井為25,000立方米。達到適用的免繳產量後，所有新垂直油井將恢復按三級制徵收特許權費。

就水平油井而言，短水平段及措拖井免繳產量為12,000立方米，特許權費最高10%；所有其他非深度水平油井免繳產量為12,000立方米，特許權費最高5%。深水平開發及勘探井免繳產量25,000立方米，特許權費最高5%。達到適用的免繳產量後，所有新水平井將恢復繳交新的皇家政府特許權費。

1. 責任聲明

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

2. 權益披露

(a) 董事及主要行政人員於股份及相關股份的權益

截至最後實際可行日期，本公司董事及主要行政人員於本公司或其任何相聯法團(定義見證券及期貨條例第XV部)的股份、相關股份及債權證(倘有)中擁有根據證券及期貨條例第XV部第7及8分部須知會本公司及聯交所的權益或淡倉(包括根據證券及期貨條例的條文當作或視為擁有的權益及淡倉)，或根據證券及期貨條例第352條的規定須登記於本公司的登記冊內的權益或淡倉，或根據上市發行人董事進行證券交易的標準守則(「標準守則」)須另行知會本公司及聯交所的權益或淡倉如下：

於本公司或其相聯法團的股份、相關股份及債權證的權益及淡倉

董事姓名	法團名稱	身份／權益性質	持有權益	佔法團權益的
			之股份(包括待 行使之購股權)／ 相關股份數目	
張瑞霖先生	本公司	受控制法團權益 (附註2)	1,521,295,234	51.77%
		受控制法團權益 (附註3)	88,521,234	3.01%
		實益擁有人(附註4)	7,987,000 (L)	0.27%
趙江巍先生	本公司	受控制法團權益 (附註2)	1,521,295,234	51.77%
		受控制法團權益 (附註3)	88,521,234	3.01%
		實益擁有人(附註4)	10,187,000 (L)	0.35%

董事姓名	法團名稱	身份／權益性質	持有權益 之股份(包括待 行使之購股權)／ 佔法團權益的 相關股份數目 概約百分比	
張瑞霖先生	Far East Energy Limited (「FEEL」)	受控制法團權益 (附註2)	8,999	9.99%
趙江巍先生	FEEL	受控制法團權益 (附註2)	9,000	10%
梅建平先生	本公司	實益擁有人	1,267,933 (L)	0.04%
Jeffrey Willard Miller先生	本公司	實益擁有人	1,811,333 (L)	0.06%

附註：

1. 字母「L」指人士於本公司股份之好倉。字母「S」指人士於本公司股份之淡倉。
2. FEEL由趙江波女士(「張夫人」)、張瑞霖先生(「張先生」)及趙江巍先生(「趙先生」)分別持有80%、9.99%及10%。於二零一三年五月二十四日，張夫人獲發行FEEL的72,000股股份，而本公司的399,070,000股股份由FEEL轉讓予Champion International Energy Limited(「Champion」)，本公司的399,070,000股股份由FEEL轉讓予Orient International Energy Limited(「Orient」)，本公司的475,000,000股股份由FEEL轉讓予New Sun International Energy Limited(「New Sun」)及本公司的141,460,000股股份由FEEL轉讓予Power International Energy Limited(「Power」)。Champion、Orient、New Sun及Power均為Sunrise Glory Holdings Limited的全資附屬公司，而後者本身則為FEEL的全資附屬公司。張夫人、張先生及趙先生已訂立一致行動協議，據此，彼等同意按一致行動原則處理一切需要FEEL股東決定之事宜。根據一致行動協議，如就需要一致行動之事宜無法達成一致意見，則張先生獲准行使自身、張夫人及趙先生的股份之投票權。FEEL、張先生及趙先生於本公司1,521,295,234股股份擁有的好倉包括(i)FEEL於其透過其附屬公司所持本公司1,414,600,000股股份中擁有的實益權益(及如為張先生及趙先生，則為彼等透過各自所持FEEL的股權而擁有的間接實益權益，(ii)張先生獲授的7,887,000份購股權，(iii)趙先生獲授的7,887,000份購股權，(iv)FEEL、張先生及趙先生根據認沽及認購期權協議獲授對Ho Chi Sing先生透過Celestial所持本公司88,521,234股股份的認購期權，進一步描述見下文附註(3)，(v)張先生本身所擁有的100,000股股份，及(vi)趙先生本身所擁有的2,300,000股股份。

3. 本公司於二零一四年十一月八日獲悉，TPG Star Energy Ltd.與Celestial訂立買賣協議，據此，Celestial購買及TPG Star Energy Ltd.出售於本公司的211,855,234股普通股。

於二零一四年十一月八日，FEEL、張先生、趙先生、張夫人及Celestial訂立有關股份之認沽及認購期權協議，據此，認沽及認購期權協議之訂約方同意授予彼此若干有關各自股份之若干權利，且證券及期貨條例第317(1)(a)條適用。Ho Chi Sing先生為Celestial的唯一股東。

具體而言，Ho Chi Sing先生透過持有Celestial而於本公司211,855,234股股份中擁有實益權益。根據上述認沽及認購期權協議，Ho Chi Sing先生及Celestial已獲授一項認沽期權以向FEEL、張先生及趙先生轉售／認沽211,855,234股股份。

於二零一七年一月六日，FEEL、張先生、趙先生、張夫人及Celestial簽訂有關認沽及認購期權的協議書。董事會亦獲悉，Great Harmony International Ltd (「**Great Harmony**」)與Celestial簽訂一份買賣協議，據此，Great Harmony同意購買(或促使其聯屬公司或其指定的其他人士或公司購買)，且Celestial同意出售於本公司的211,855,234股普通股。

於二零一七年一月十八日、二零一七年二月二十三日及二零一七年三月七日，Celestial分別終止持有53,334,000股、40,000,000股及30,000,000股股份之好倉及淡倉。

於二零一七年五月十七日，FEEL、張先生、趙先生、張夫人及Celestial簽訂有關認沽及認購期權的第二份協議書。詳細信息請參照本公司於二零一七年五月十七日發佈之公告。

除上文所披露者外，截至最後實際可行日期，董事概無於本公司的股份、相關股份及債權證中或其任何相聯法團(定義見證券及期貨條例第XV部)的股份及債權證中擁有(a)根據證券及期貨條例第XV部第7及8分部須知會本公司及聯交所的權益或淡倉(包括任何該等董事或主要行政人員根據證券及期貨條例的有關條文當作或視為擁有的權益或淡倉)；或(b)根據證券及期貨條例第352條的規定須登記於該條所述登記冊內的權益或淡倉；或(c)根據上市發行人董事進行證券交易的標準守則須知會本公司及聯交所的權益或淡倉。

(b) 擁有根據證券及期貨條例第XV部第2及3分部須予披露的權益或淡倉的人士

於最後實際可行日期，下列人士（並非本公司董事或主要行政人員）於本公司股份及相關股份中擁有根據證券及期貨條例第XV部第2及3分部的規定須向本公司披露的權益或淡倉，或直接或間接擁有附帶權利可於所有情況下於經擴大集團任何其他成員公司股東大會上投票之任何類別股本面值10%或以上的權益，有關詳情載列如下：

於本公司股份及相關股份的權益及淡倉

股東名稱	權益性質	所持股份數目	佔本公司 權益的 概約百分比
趙江波女士	受控制法團權益 (附註2)	1,521,295,234 (L) 88,521,234 (S)	51.77% 3.01%
FEEL	受控制法團權益 (附註2)	1,521,295,234 (L) 88,521,234 (S)	51.77% 3.01%
Ho Chi Sing 先生	受控制法團權益 (附註3)	1,521,295,234 (L) 88,521,234 (S)	51.77% 3.01%
Celestial Energy Limited (「Celestial」)	受控制法團權益 (附註3)	1,521,295,234 (L) 88,521,234 (S)	51.77% 3.01%

附註：

1. 字母「L」指人士於本公司股份之好倉。字母「S」指人士於本公司股份之淡倉。
2. FEEL由趙江波女士（「張夫人」）、張先生及趙先生分別持有80%、9.99%及10%。於二零一三年五月二十四日，張夫人獲發行FEEL的72,000股股份，而本公司的399,070,000股股份由FEEL轉讓予Champion International Energy Limited（「**Champion**」），本公司的399,070,000股股份由FEEL轉讓予Orient International Energy Limited（「**Orient**」），本公司的475,000,000股股份由FEEL轉讓予New Sun International Energy Limited（「**New Sun**」）及本公司的141,460,000股股份由FEEL轉讓予Power International Energy Limited（「**Power**」）。Champion、Orient、New Sun及Power均為Sunrise Glory Holdings Limited的全資附屬公司，而後者本身則為FEEL的全資附屬公司。張夫人、張先生及趙先生已訂立一致行動協議，據此，彼等同意按一致行動原則處理一切需要FEEL股東決定之事宜。根據一致行動協議，如就需要一致行動之事宜無法達成一致意見，則張先生獲准行使自身、張夫人及趙先生的股份之投票權。

FEEL、張先生及趙先生於本公司1,521,295,234股股份擁有的好倉包括(i)FEEL於其透過其附屬公司所持本公司1,414,600,000股股份中擁有的實益權益(及如為張先生及趙先生，則為彼等透過各自所持FEEL的股權而擁有的間接實益權益，(ii)張先生獲授的7,887,000份購股權，(iii)趙先生獲授的7,887,000份購股權，(iv)FEEL、張先生及趙先生根據認沽及認購期權協議獲授對Ho Chi Sing先生透過Celestial所持本公司88,521,234股股份的認購期權，進一步描述見下文附註(3)，(v)張先生本身所擁有的100,000股股份，及(vi)趙先生本身所擁有的2,300,000股股份。

3. 本公司於二零一四年十一月八日獲悉，TPG Star Energy Ltd.與Celestial訂立買賣協議，據此，Celestial購買及TPG Star Energy Ltd.出售於本公司的211,855,234股普通股。

於二零一四年十一月八日，FEEL、張先生、趙先生、張夫人及Celestial訂立有關若干股份之認沽及認購期權協議，據此，認沽及認購期權協議之訂約方同意授予彼此有關各自股份之若干權利，且證券及期貨條例第317(1)(a)條適用。Ho Chi Sing先生為Celestial的唯一股東。

具體而言，Ho Chi Sing先生透過持有Celestial而於本公司211,855,234股股份中擁有實益權益。根據上述認沽及認購期權協議，Ho Chi Sing先生及Celestial已獲授一項認沽期權以向FEEL、張先生及趙先生轉售／認沽211,855,234股股份。

於二零一七年一月六日，FEEL、張先生、趙先生、張夫人及Celestial簽訂有關認沽及認購期權的協議書。董事會亦獲悉，Great Harmony International Ltd (「**Great Harmony**」)與Celestial簽訂一份買賣協議，據此，Great Harmony同意購買(或促使其聯屬公司或其指定的其他人士或公司購買)，且Celestial同意出售於本公司的211,855,234股普通股。

於二零一七年一月十八日、二零一七年二月二十三日及二零一七年三月七日，Celestial分別終止持有53,334,000股、40,000,000股及30,000,000股股份之好倉及淡倉。

於二零一七年五月十七日，FEEL、張先生、趙先生、張夫人及Celestial簽訂有關認沽及認購期權的第二份協議書。詳細信息請參照本公司於二零一七年五月十七日發佈之公告。

除上文所披露者外，截至最後實際可行日期，據本公司董事及主要行政人員所知，並無人士或實體(本公司董事及主要行政人員除外)於本公司股份或相關股份中擁有根據證券及期貨條例第XV部第2及3分部的條文須向本公司披露的權益或淡倉，或直接或間接擁有附有權利於任何情況下在經擴大集團任何其他成員公司的股東大會上投票之任何類別股本面值10%或以上的權益。

3. 競爭權益

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

4. 董事於合約或安排的權益

董事於合約及持續關連交易的權益

於截至二零一六年十二月三十一日止年度，本集團與趙江波女士（「張夫人」）及吉林省國泰石油開發有限公司、松原市國泰石油科技服務有限公司及彼等之附屬公司（「吉林國泰」）（根據上市規則為本公司之關連人士）進行了以下交易：

(A) 張夫人向本公司出租汽車

(B) 吉林國泰向本公司提供油田服務

第一類－豁免遵守獨立股東批准規定之持續關連交易

(A) 張夫人向我們出租汽車

張夫人為張瑞霖先生之配偶，因此為本公司之關連人士。自二零零八年以來，張夫人一直向我們定期出租大量汽車。

於二零一二年十二月三十一日，我們與張夫人訂立續新框架汽車租賃協議（「汽車租賃協議」），據此，張夫人同意向我們出租多輛汽車，以用於本集團的日常業務經營，惟有待張夫人與我們根據汽車租賃協議經協定後訂立個別合約。

二零一六財年，並無根據以上汽車租賃協議與張夫人訂立個別汽車租賃合約。

第二類－非豁免持續關連交易

(B) 吉林國泰向本公司提供油田服務

吉林國泰由張夫人及趙江巍先生擁有，因此為本公司的關連人士。

於二零一零年十一月二十三日，我們與吉林國泰訂立框架油田服務協議（「油田服務協議」），據此，吉林國泰同意向我們提供各類油田服務，包括修井服務、測井服務、油罐運輸服務、油田建設相關工程及其他石油作業相關服務，惟有待吉林國泰與我們根據油田服務協議經協定後訂立個別合約。服務費將根據正常商業條款由雙方按公平基準磋商釐定，且其條款不得遜於獨立第三方向本集團所提供者。

於二零一二年十二月三十一日，我們與吉林國泰訂立經續訂油田服務協議，年期為截至二零一五年十二月三十一日止三年。

於二零一五年十二月三十一日，我們與吉林國泰訂立經續訂油田服務協議，年期為截至二零一八年十二月三十一日止三年。經續訂油田服務協議項下交易於截至二零一八年十二月三十一日止三個年度的建議年度上限分別為人民幣9,900萬元、人民幣9,600萬元及人民幣8,200萬元。

誠如下文所列，各持續關連交易於截至二零一六年十二月三十一日止年度之年度交易總額不超過本公司於二零一五年十二月三十一日發佈的公告所載經續訂油田服務協議各建議年度上限。

董事於經擴大集團資產之權益

於最後實際可行日期，概無董事於經擴大集團任何成員公司自二零一六年十二月三十一日(即本公司編製最近期刊發經審核綜合財務報表的日期)以來所收購或出售或租賃或擬收購或出售或租賃的任何資產中，擁有直接或間接權益。

5. 董事的服務合同

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

除上文所披露者外，於最後實際可行日期，各董事概無與本集團訂立任何現時仍然有效且本集團不可於一年內不付賠償(法定賠償除外)而終止的服務合同，亦不擬訂立此服務合同。

6. 專家及同意

以下為名列本通函或於本通函發表意見或建議的專家的資格：

名稱	資格
DeGolyer and MacNaughton	獨立技術顧問及合資格人士
羅兵咸永道會計師事務所	香港執業會計師
PricewaterhouseCoopers LLP	加拿大特許專業會計師

DeGolyer and MacNaughton、羅兵咸永道會計師事務所及PricewaterhouseCoopers LLP下稱「專家」。

DeGolyer and MacNaughton編製之合資格人士報告已於二零一七年五月三十一日發出，以供載入本通函。

羅兵咸永道會計師事務所及PricewaterhouseCoopers LLP各自之報告已於二零一七年九月七日發出，以供載入本通函。

於最後實際可行日期，概無專家持有本集團任何成員公司的任何股權，或擁有可認購或提名他人認購本集團任何成員公司證券的任何權利（無論是否可依法強制執行），亦概無於本集團任何成員公司自二零一六年十二月三十一日（即本集團編製最近期刊發經審核賬目的日期）以來所收購或出售或租賃或擬收購或出售或租賃的任何資產中，擁有直接或間接權益。

所有專家已就其函件或報告（視情況而定）以及對其名稱的提述按其分別載列的形式及內容發出書面同意書，且迄今尚未就此撤回其書面同意書。

7. 訴訟

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

8. 重大合約

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

- (a) New Sun International Energy Limited (「**New Sun**」)、本公司及六名機構及個人投資者於二零一五年十月十六日訂立的配售及認購協議，據此(a) New Sun以每股0.90港元的價格向投資者出售合共276,300,000股股份；及(b) New Sun認購及本公司以每股0.90港元的價格發行及配發276,300,000股股份；
- (b) 本公司與Acap Limited訂立日期為二零一五年十二月十一日的結算協議，內容有關本公司向Acap Limited支付未償付終止費約6,830,000美元，該款項乃透過以每股0.95港元的發行價向Acap Limited配發及發行55,718,000股股份結清；
- (c) 本公司、Palaeontol Cooperatief U.A. (本公司全資附屬公司)及Reach Energy Berhad所訂立日期為二零一六年三月五日有關購銷Palaeontol B.V. 60%已發行股本之協議，據此Palaeontol Cooperatief U.A.向Reach Energy Berhad出售Palaeontol B.V. 60%已發行股本，總代價為175,856,539美元；
- (d) 本公司與中國新能源礦業有限公司訂立日期為二零一六年四月二十六日的買賣協議，內容有關按220百萬美元的代價(約1,176百萬港元)(可予調整)向中國新能源礦業有限公司出售亞洲天然氣能源有限公司的全部已發行股本及亞洲天然氣能源有限公司欠付的股東貸款；
- (e) CQR合營企業與Tourmaline Oil Corp.訂立日期為二零一六年五月十日之買賣協議，以出售部分其於加拿大英屬哥倫比亞省Parkland地區的權益，代價為7,500,000加元(相當於約43,383,000港元)(可予調整)；
- (f) 美微楓葉投資公司(本公司全資附屬公司)與Infra-PSP Partners Inc.所訂立日期為二零一六年九月十五日之股權購買協議，據此Infra-PSP Partners Inc.有條件地同意出售且美微楓葉投資公司有條件地同意購買Journey Energy Inc.約37.5%的股權，現金代價為33,846,602加元(相當於約195,782,245港元)；
- (g) 本公司、Boston-Power, Inc.及G-O Scale Capital Management Co., LLC所訂立日期為二零一六年十二月十六日之貸款協議，據此本公司同意向Boston-Power, Inc.提供金額為30百萬美元的貸款，按每年9%的利率計息；

- (h) CQR合營企業與Leucrotta Exploration Inc.訂立日期為二零一七年五月二十九日之買賣協議，以出售其於加拿大阿爾伯塔省及英屬哥倫比亞省Pouce Coupe地區的權益，代價為5,000,000加元(相當於約289,222,000港元)；
- (i) 日期為二零一七年五月三十一日的買賣協議；
- (j) 日期為二零一七年五月三十一日的認購協議；及
- (k) 日期為二零一七年六月八日的修訂協議。

9. 其他資料

- (a) 本公司之註冊辦事處位於P.O. Box 309, Ugland House, Grand Cayman KY1-1104, Cayman Islands，本公司之北京辦事處位於中華人民共和國北京朝陽區慧忠路5號遠大中心C座1501室(郵編100101)以及香港主要營業地點位於香港皇后大道東183號合和中心22樓。
- (b) 本公司之香港股份過戶登記分處為卓佳證券登記有限公司，地址為香港皇后大道東183號合和中心22樓。
- (c) 本公司的公司秘書為黃秀美女士。黃女士其為香港特許秘書公會及特許秘書及行政人員公會的會員。
- (d) 於最後實際可行日期，本公司擁有法定股本100,000,000美元，分為每股0.001美元之股份100,000,000,000股。於最後實際可行日期，2,938,596,793股普通股已發行及繳足。
- (e) 本通函之中英文版本如有任何歧異，概以英文本為準。

10. 備查文件

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

- (a) 本公司組織章程大綱及細則；
- (b) 本集團截至二零一四年、二零一五年及二零一六年十二月三十一日止三個財政年度各年的經審核綜合賬目；
- (c) 目標集團的會計師報告，其全文連同相關調整報表載於本通函附錄二；

- (d) 有關經擴大集團未經審核備考財務資料的報告，其全文載於本通函附錄三；
- (e) DeGolyer and MacNaughton編製的合資格人士報告及估值報告，其全文載於本通函附錄五；
- (f) 本附錄「董事的服務合同」一段所述的合同；
- (g) 本附錄「重大合約」一段所述的合約；
- (h) 本附錄「專家及同意」一段所述的同意書；及
- (i) 本通函。

特別股東大會通告



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)

特別股東大會通告

茲通告MI能源控股有限公司(「本公司」)謹訂於二零一七年九月二十二日(星期五)上午九時三十分假座香港灣仔謝斐道238號香港諾富特世紀酒店3號宴會廳舉行特別股東大會(「特別股東大會」)，以考慮及酌情通過下列決議案(無論有否修訂或修改)：

普通決議案

「動議：

1. (a) 謹此批准及確認Direct Energy Resources Partnership、A方(定義見本公司日期為二零一七年九月七日之通函)、Canlin Energy Corporation(前稱Maple Felix Energy Corporation)及本公司訂立的日期為二零一七年五月三十一日之合夥權益買賣協議(「買賣協議」)(其註有「A」字樣之副本已提呈特別股東大會並經由特別股東大會主席簽署以資識別)及其條款及條件，以及據其擬進行之交易及其落實；及

(b) 謹此批准、追認及確認授權任何一位董事或不時獲董事會授權的任何其他人士在其全權認為屬必要、合宜、適宜或恰當的情況下，為及代表本公司(其中包括)簽署、蓋章、簽立、完成、履行及交付所有有關協議、文據、文件及契據，以及作出一切有關行動、事宜及事情，並採取一切有關步驟以落實及執行買賣協議與其項下擬進行的交易，以及所有附帶、連帶或有關事項(包括就買賣協議或其項下擬進行的交易協定及作出任何修訂、修改、豁免、變更或延期)。
2. (a) 謹此批准及確認CCGRF Gastown Limited、Maple Marathon Investments Limited、Mercuria Energy Netherlands BV、Canlin Energy Corporation(前稱為Maple Felix Energy Corporation)及本公司訂立的日期為二零一七年五月三十一日之認購協議(「認購協議」)(其註有「B」字樣之副本已提呈特別股東大會並經由特別股東大會主席簽署以資識別)及其條款及條件，以及據其擬進行之交易及其落實；及

特別股東大會通告

- (b) 謹此批准、追認及確認授權任何一位董事或不時獲董事會授權的任何其他人士在其全權認為屬必要、合宜、適宜或恰當的情況下，為及代表本公司(其中包括)簽署、蓋章、簽立、完成、履行及交付所有有關協議、文據、文件及契據，以及作出一切有關行動、事宜及事情，並採取一切有關步驟以落實及執行認購協議與其項下擬進行的交易，以及所有附帶、連帶或有關事項(包括就認購協議或其項下擬進行的交易協定及作出任何修訂、修改、豁免、變更或延期)。」

承董事會命
MI能源控股有限公司
主席
張瑞霖

香港，二零一七年九月七日

附註：

- (a) 根據香港聯合交易所有限公司證券上市規則(「上市規則」)，大會上的所有決議案將以投票方式進行表決，投票結果將根據上市規則在香港交易及結算所有限公司及本公司之網站刊登。
- (b) 凡有權出席上述大會及於會上投票之任何本公司股東，均有權委任多名受委代表代其出席，並在投票表決時代其投票。受委代表毋須為本公司股東。
- (c) 代表委任表格連同經簽署之授權書或其他授權文件(如有)，或該等授權書或授權文件之核證本，不遲於大會或其任何續會指定舉行時間前四十八小時送達本公司之香港股份過戶登記分處卓佳證券登記有限公司，地址為香港皇后大道東183號合和中心22樓，方為有效。交回代表委任表格後，本公司股東仍可親身出席大會及於會上投票，而在此情況下，委任代表文據將被視作已撤回論。
- (d) 就任何本公司股份之聯名登記持有人而言，任何一名該等持有人均可於大會就該等股份親身或由受委代表代其表決，猶如彼為唯一有權表決者；惟倘超過一名有關聯名持有人親身或由受委代表代其出席大會，則只有本公司股東名冊內就該等股份排名首位之出席股東方有權就該等股份表決。
- (e) 為確定出席大會及於會上投票之資格，本公司將於二零一七年九月十九日至二零一七年九月二十二日(包括首尾兩天)暫停辦理股份登記手續，於此期間將不會處理股份過戶事宜。為符合資格出席大會及於會上投票，所有過戶文件連同有關股票必須於二零一七年九月十八日下午四時三十分前交回本公司之香港股份過戶登記分處卓佳證券登記有限公司，地址為香港皇后大道東183號合和中心22樓。
- (f) 本通告的時間及日期指香港時間及日期。

特別股東大會通告

於本通告日期，董事會包括(1)執行董事張瑞霖先生及趙江巍先生；(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。