

財務資料

閣下應細閱以下討論及分析以及本文件附錄一會計師報告所載的截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月經審核財務資料(包括當中的附註)。會計師報告所載的財務資料乃根據國際會計準則理事會(「國際會計準則理事會」)頒佈的國際財務報告準則編製。

以下討論及分析及本文件的其他部分包括若干反映我們目前對未來事件及財務表現的觀點的前瞻性陳述，當中涉及各種風險、不確定因素及情況變動。該等報表乃基於我們鑒於經驗、對過往事件、現時情況及預期未來發展的看法以及我們認為於該等情況下屬合適的其他因素所作出的假設及分析。於評估業務時，閣下應謹慎考慮本文件「前瞻性陳述」及「風險因素」兩節所提供的資料。

概覽

本公司總部位於卡爾加里，主要從事石油與天然氣的勘探、開發與生產，其中天然氣為公司的重點業務。我們專注透過於加西盆地收購、勘探、開發及生產達致長期增長。

本公司於二零零五年三月開始營運，目標為以長期業務策略，建立一間成功的加拿大天然氣及原油勘探、開發及生產公司。本公司於二零零七年一月在加西盆地 Alberta Foothills 地區獲得第一塊擁有油氣礦權的6,400淨英畝土地。本公司在該區塊成功開發第一口富含凝析油的天然氣深氣井，並於二零零八年十二月投入商業生產。自此，我們的油氣產量穩步增長，於二零一六年上半年平均產量達約2,981油當量／日。於最後實際可行日期，我們在加西盆地持有土地約115,168淨英畝，在這些土地上儲備的井位可供公司多年鑽探。

目前，本公司擁有三個核心區域：

- Alberta Foothills，其中包括五個區域Basing、Voyager、Kaydee、Columbia及Stolberg的天然氣礦產。Basing已部分開發，Voyager、Kaydee、Columbia及Stolberg則尚未開發。
- Deep Basin Devonian，其中包括阿爾伯塔省西部Hanlan-Peco未開發的天然氣礦產；及
- Peace River，其中包括已部分開發之Dawson區域。

財務資料

於二零一六年六月三十日，按照GLJ的估計，我們持有合共85個鑽井井位，其中五個獲分配為證實加可能儲量，8個分配為後備資源量及72個分配為遠景可採資源量。於最後實際可行日期，我們擁有五個在產井口，而另外一個於Basing的井口則已經自願及暫時關閉，且我們於Dawson擁有一個在產井口，而另外兩個井口則已經自願及暫時關閉。GLJ估計本公司持有總證實加可能儲量為17,794千桶油當量（其中約5.5%為原油、凝析油及其他液態烴，餘下94.5%為天然氣），最佳估計風險前總後備資源量為10,486千桶油當量（其中約4.9%為原油、凝析油及其他液化烴，餘下95.1%為天然氣），而最佳估計風險前總遠景可採資源量為71,060千桶油當量（其中約6.9%為原油、凝析油及其他液化烴，餘下93.1%為天然氣）。有關更多資料，請參閱載於本文件附錄三之合資格人士報告。

三年發展計劃

本公司的證實、可能及證實加概略儲量、後備資源量及遠景可採資源量位於Alberta Foothills的Basing、Voyager及Kaydee以及於Peace River的Dawson內，圍繞約27,040淨英畝土地及按GLJ所估計持有約85個鑽探位置。

我們於二零零六年至二零一六年期間就於Alberta Foothills的Basing、Voyager及Kaydee以及Peace River的Dawson收購油氣牌照。除建設若干設施以支持日後長遠生產增加及減低生產成本外，我們亦擬於Basing發展天然氣資產，作為三年發展計劃的一部份。

我們亦擬勘探及開發於Alberta Foothills的Voyager及Kaydee的資源及於Peace River的Dawson為儲量，並勘探及開發於Stolberg、Columbia及Deep Basin Devonian的未開發土地。

我們已設立三年發展計劃，以基於證實加概算儲量將我們的現時生產由二零一六年上半年平均生產每日2,981桶油當量提升至二零一八年的每日約6,300桶油當量，並基於最佳估計風險前條件潛在儲量提升額外2,091桶油當量。

根據我們的三年發展計劃，我們擬專注於位於Alberta Foothills的Basing合共13個礦井位置。

財務資料

下表顯示按 Alberta Foothills 的 Basing 鑽探位置數目劃分的三年發展計劃。

本公司按鑽探位置及數目劃分的三年發展計劃*

	二零一六年	二零一七年	二零一八年	合計
Alberta Foothills—Basing	3	2	8	13
將鑽探的礦井總數	3	2	8	13

* 於釐定鑽探位置及上述數目時的主要假設乃根據 GLJ 所採納者得出。更多資料請參閱本文件附錄三合資格人士報告。

根據 GLJ 的生產預測，二零一六年至二零一八年的平均生產量預測如下：

本公司按產量劃分的二零一六年至二零一八年生產預測*

	二零一六年 下半年(2P)	二零一七 年(2P)	二零一八 年(2P)	二零一八年 (最佳估計風 險前條件潛 在儲量)**
Alberta Foothills 天然氣 (千立方英尺／每日)	22,502	38,416	35,650	11,929
液化 (天然氣液態 烴／凝析油) (桶／每日)	194	332	308	103
Peace River 輕質原油(桶／每日)	67	66	50	
生產(桶油當 量／每日)	4,011	6,801	6,300	2,091

* 於釐定鑽探位置及上述個別井口的生產預測時的主要假設乃根據 GLJ 所採納者得出。更多資料請參閱本文件附錄三合資格人士報告。

** 二零一八年所有新鑽探位置的生產預測乃根據合資格人士報告的最佳估計風險前條件潛在儲量得出。倘根據最佳估計風險後條件潛在儲量反映開發機會，於生產預測應用的因子須為 80%。

財務資料

重大會計政策及估計

收益確認

自銷售原油及天然氣於產品所有權傳予買方時按已訂約交付點及價格的已交付數量確認，並記錄本公司產生的交通費總額。與交付有關的成本(包括交通及生產特權費)於已賺取及記錄相關收益同期確認。

衍生金融工具

本公司可動用金融及非金融工具，例如需要實物交貨的商品銷售合約，以管理預期銷售原油及生產天然氣應佔的價格風險以及外匯風險。本公司概無就買賣或投機訂立衍生金融工具。

本公司考慮所有該等交易為經濟對沖；然而，其並非指定就會計用作對沖。因此，所有衍生合約均分類為透過損益按公平值列賬，並以公平值記錄於財務報表中，而公平值變動則於淨收入中確認。該等衍生工具公平值乃基於就結清該等工具而於到期前收取或支付的估計金額，當中已未來市場價格及其他相關因素。

勘探及評估(「E&E」)資產

勘探及評估(「E&E」)資產包括於開採礦物資源的技術可行性及商業可行性已獲證明本公司與勘探及評估礦物資源有關的資本化成本。本公司取得法定權開採某一區域前所產生的成本乃開支。

勘探及評估資產作為無形資產初步資本化，並無攤銷。勘探及評估資產於事實及情況顯示賬面值可能超過可收回金額，則就減值作出評估。減值虧損其後於損益確認，並單獨披露。

一旦於利益已獲可得技術數據支持可收回儲量證明的區域開採資源技術可行性及商業可行性，區域應佔的勘探及評估資產被評估為減值並於損益中確認任何減值虧損。相關勘探及評估資產的餘下賬面值其後重新分類為物業、廠房及設備中的發展及生產資產。

財務資料

就剝離勘探及評估資產而言，收益或虧損就出售所得款項淨額及資產賬面額的差額於損益中確認。物業交換乃按公平值計算，除非交易缺乏商業實質或公平值未能可靠計算。倘交換以公平值計算，收益或虧損則於損益中確認。

物業、廠房及設備(「物業、廠房及設備」)

本公司之物業、廠房及設備(「物業、廠房及設備」)包括發展及生產資產及辦公室裝置及設備。

發展及生產資產乃按成本減累計耗損、折舊、攤銷及減值虧損列賬。發展及生產資產的成本包括初步購買價及直接應佔開支，以發展、興建及落成資產。該等成本包括物業收購、發展鑽孔、落成、採集及基建、資產棄置成本及自勘探及評估資產轉移。任何管理層擬將資產帶到地點及經營所需的條件直接應佔成本均被資本化，該等成本導致可資識別日後利益。可增加相關資產能力或延長其可用壽命的裝修亦被資本化。

就剝離物業而言，收益或虧損於損益中確認出售所得款項淨額與資產賬面值的差額。交換物業以公平值計量，除非交易缺乏商業實質或公平值未能可靠計算。倘交換以公平值計算，收益或虧損則於損益中確認。

減值

當事實及情況反映賬面值可能超過可收回金額時，發展及生產資產就減值而作出評估。就減值測試而言，資產一同組合至於持續使用生產現金流入的資產最小組別，大部分獨立於其他資產或一組資產現金流入(「現金產生單位」)。

資產或現金產生單位的可收回金額為其使用價值與其公平值減出售成本(「公平值減出售成本」)之較高者。

使用價值乃考慮以下因素而估計：

- (i) 使用由管理層釐訂之稅前折現率所估評的證實加概算儲量淨現值；及
- (ii) 管理層使用稅前折現率對上文(i)項中未有包括的額外資產發展淨現值的估計。

財務資料

公平值減出售成本乃考慮下列因素：

- (i) 使用由管理層釐訂之稅前貼現率所估評的證實加概算儲量淨現值；
- (ii) 管理層估計未開發土地的公平值；
- (iii) 度量現時市場上於油氣行業內類似資產的交易所示的價值審閱；及
- (iv) 管理層估計上文(i)項中未有包括的資產發展額外公平值所估計。

倘資產或現金產生單位的賬面值超過其估計可收回金額，則確認減值虧損。減值虧損乃於損益及其他全面收益表中確認。

耗損及折舊

已開發及生產中資產耗損乃基於皇家礦產稅前有關獨立油藏工程師每年採用未來價格及成本所釐訂的總估計證實加概算儲量產量按生產單位法計量。天然氣儲量及生產以將能源等同六千立方英尺轉換為一桶原油。

計算耗損及折舊乃基於資本化成本總額加證實加概算儲量的估計未來發展成本。

其他資產的折舊按20%至100%餘額遞減法計算。

棄置義務

本公司於負債產生之時，一般而言，當購買或開發使用期長的有形資產時，錄得與使用期長的有形資產棄置有關的法律責任負債，並以無風險利率折現至其現值。於確認負債中，相關資產的賬面值相應增加，稱為棄置義務成本，其以生產單位法於皇家礦產稅前證實加概算儲量的使用期耗損。由於已計及隨著時間的推移及累計金額，故負債金額於每個報告期增加。棄置義務責任亦可因估計現金流變動的時間、原估計未折現成本的變動或折現率變動而有所增加或減少。棄置義務責任於每個報告日期使用當時生效的無風險率重新計量，而公平值變動被資本化為物業；廠房及設備。於履行責任後所產生的實際成本則計入負債。

財務資料

影響我們經營業績的重大因素

加拿大天然氣及原油需求及價格

我們取得盈利的能力十分依賴加拿大對天然氣及原油的需求及價格。

我們的收益及經營業績主要依賴不穩定及可能出現波動的油氣現行價格。油氣價格波動均可能對我們的營運及財務狀況以及儲量價格及金額造成不利影響。天然氣價格主要受北美洲的因素所影響，包括北美洲供求、經濟表現、天氣狀況及替代燃料可用性及定價。此外，生產銷路依賴收集系統可用性、產能及目的地、管道及其他運輸基礎建設、聯邦及省份基礎建設項目的批准及法規、聯邦及省份法規對有關生產的影響及整體經濟狀況。所有該等因素非我們所能控制。整體經濟及市場狀況的不利變動亦可能對油氣需求、生產成本、融資結果、利率波動、市場競爭、勞工市場供應、資本支出的時間及程度或信貸風險及對手方風險造成負面影響。

油氣價格下降通常導致本公司生產收益淨額減少，並可能改變自部分礦井生產的經濟，可能造成本公司生產數量減少。鑒於生產經濟性，我們於二零一五年暫時關閉兩個生產中的油井。原油或天然氣價格出現任何重大下降亦可能導致延誤或取消現有或未來鑽探、開發或興建計劃或生產削減。所有該等因素均可能導致我們的淨生產收益、現金流量及盈利能力大幅下降，並對我們的營運、財務狀況以及證實儲量及就開發其油氣儲量的支出水平大幅下降，以致其油氣收購及開發活動減少。此外，可向我們提供的銀行借貸將部分由我們的借貸基礎釐定。價格較過往平均價格持續大幅下降均可能進一步減低該借貸基礎，故會減少可用銀行借貸而我們可能需償還部分銀行債務。

由於世界經濟的目前狀態，油氣價格預期將於不久將來因此等商品的供求之市場不確定因素而持續波動。油氣價格波動導致難以估計收購的生產礦產價值，並由於買方及賣方難以協定有關價值，故往往造成油氣生產礦產市場中斷。價格波動亦使預算及預測收購以及開發及勘探項目的回報變得困難。

財務資料

我們主要向油氣貿易公司或涉及油氣買賣的公司銷售我們的天然氣、與天然氣有關的產品(天然氣液態烴及凝析油)及原油。我們的石油氣售價以Canadian Gas Price Reporter作衡量基準，其亦稱為Alberta Energy Company天然氣價格(「AECO天然氣價格」)，而與天然氣有關的產品及原油產品則以WTI每月平均商品價格作衡量基準。於往績記錄期間，我們亦訂立一年銷售協議，以整年按指定價格及數量銷售我們的天然氣。銷售價值分別佔截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月來自石油及天然氣銷售總收入的29.6%、23.9%、72.2%及52.0%。因此，銷售餘下生產分別佔截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月來自石油及天然氣銷售總收入的70.4%、76.1%、27.8%及48.0%，對各市場價格波動敏感。

下表載列於往績記錄期間，我們天然氣、原油、天然氣液態烴及凝析油的平均市價及平均售價以及天然氣的平均變現售價及遠期售價。

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	止六個月 二零一六年
天然氣				
平均市價(每千立方英尺加元) ^(附註1)	3.23	4.57	2.74	1.66
平均變現價(每千立方英尺加元) ^(附註2)	3.53	5.02	2.43	1.58
平均遠期售價(每千立方英尺加元) ^(附註3)	3.73	4.07	3.95	3.32
平均售價(每千立方英尺加元) ^(附註4)	3.62	4.70	3.61	2.31
原油				
平均市價(每桶加元) ^(附註5)	100.88	102.71	62.29	52.43
平均售價(每桶加元) ^(附註4)	91.92	93.50	49.09	43.01
天然氣液態烴				
平均市價(每桶加元) ^(附註5)	53.85	57.37	21.62	19.17
平均售價(每桶加元) ^(附註4)	48.16	51.05	17.98	15.70
凝析油				
平均市價(每桶加元) ^(附註5)	104.70	102.44	60.42	52.10
平均售價(每桶加元) ^(附註4)	96.37	88.92	61.81	47.55

附註：

- (1) 平均市價為該期間平均AECO同日現貨價格。
- (2) 平均變現價格指天然氣的平均售價，不包括遠期銷售衍生的銷售。
- (3) 平均遠期售價為於遠期銷售協議內協定之價格，以便本公司按特定價格及銷量銷售天然氣。

財務資料

(4) 平均售價為本公司所計算之加權平均價格。

(5) 平均市價為近月合約的平均WTI每日結算價格除期間價格。

我們天然氣的平均售價由天然氣的平均變現價及平均遠期售價的加權平均值所組成。平均變現價指銷售天然氣的平均價格，不包括自遠期銷售所衍生的銷售。我們的天然氣平均變現價自二零一三年的每千立方英尺3.53加元浮動至二零一四年的每千立方英尺5.02加元，至二零一五年的每千立方英尺2.43加元及二零一六年首六個月的每千立方英尺1.58加元，主要由於市價波動所致。

我們原油的平均售價自二零一三年的每桶91.92加元浮動至二零一四年的每桶93.50加元，並增至二零一五年的每桶49.09加元，於截至二零一六年六月三十日止六個月減至每桶43.01加元，主要由於市價波動所致。

我們天然氣液態烴的平均售價自二零一三年的每桶48.16加元升至二零一四年的每桶51.05加元，進一步升至二零一五年的每桶17.98加元，於截至二零一六年六月三十日止六個月再跌至每桶15.70加元，而凝析油則由二零一三年的每桶96.37加元跌至二零一四年的每桶88.92加元，進一步跌至二零一五年的每桶61.81加元，於截至二零一六年六月三十日止六個月再跌至每桶47.55加元，主要由於市價波動所致。

我們的天然氣售價以AECO天然氣價格作衡量基準，而原油、天然氣液態烴及凝析油則以WTI每月平均商品價格作衡量基準。本公司亦訂立遠期銷售協議，以按指定價格及銷量於該年內銷售我們的天然氣。由於我們使用加權平均值計算平均售價，截至二零一三年、二零一四年、二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，各月的價格及銷售波幅導致原油、天然氣液態烴及凝析油的平均售價低於平均市價，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六月三十日止六個月，天然氣的平均變現價格低於平均市價。

更多詳情請參閱「行業概覽—全球天然氣及石油行業概覽」一節。天然氣、原油、天然氣液態烴及凝析油的展望亦為其中一個影響儲量估計及未來投資計劃的主要因素，進而影響我們對未來期間的預期產量及銷售收益。

項目發展及產量

於往績記錄期間，產量受本公司的土地收購及保留、地震數據研究、鑽探技術、天然資源價格預測及發展計劃所影響。

經營分為三個階段，包括勘探階段、發展階段及生產階段。於勘探階段，我們進行地質及地球物理研究及地震地圖，以提出在我們已收購的未開發土地上可能生產天然氣及原油鑽探地點。於往績記錄期間，我們於二零一三年、二零一四年及二零一五年年度分別花費245,432加元、301,091加元及271,500加元於地質及地球物理研究及三維地震地圖。於二零一六年六月三十日，誠如GLJ所估計，我們的土地持有85個鑽探位置。

財務資料

於發展及生產階段，產量非常依賴鑽探及生產進度表。截至二零一三年一月一日，本公司初步有4口已鑽探的天然氣氣井。於二零一三年，一個新天然氣氣井獲鑽探並投入生產。於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日分別有5個、6個、5個、5個生產井。因此，天然氣產量由二零一三年的4,202,855千立方英尺反覆波動至二零一四年的5,697,904千立方英尺，並反覆波動至二零一五年的3,788,831千立方英尺及於二零一六年首六個月3,055,797千立方英尺。天然氣液態烴及凝析油為生產天然氣的副產品。天然氣液態烴及凝析油的產量由二零一三年的45,180桶浮動至二零一四年的29,682桶，並進一步浮動至二零一五年的30,975桶及截至二零一六年六月三十日止六個月的24,644桶。

管理層所作出之價格預測直接影響本公司的產量。倘管理層推斷天然資源的價格預測屬不利，生產油井則可能因經濟限制考慮遭到關閉，生產計劃可能延遲或縮減。於往績記錄期間，原油的生產中油井數目因經濟限制考慮由二零一三年的4口減至二零一四年十二月三十一日的3口，並進一步減至二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日的1口，主要由於管理層預測原油價格不利所致。我們的原油產量由二零一三年的50,453桶跌至二零一四年的37,395桶，於二零一五年進一步跌至19,536桶及於截至二零一六年六月三十日止六個月的8,553桶，主要由於生產中油井數目於往績記錄期間減少所致。

於往績記錄期間，我們的總產量分別為796,109桶油當量、1,016,727桶油當量、681,983桶油當量及542,497桶油當量。

下表顯示於往績記錄期間我們的天然氣、原油、天然氣液態烴及凝析油生產油井數目及產量：

	截至十二月三十一日止年度			截至 六月三十日 止六個月
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一六年
天然氣				
生產氣井	5	6	5	5
產量(千立方英尺)	4,202,855	5,697,904	3,788,831	3,055,797
原油				
生產油井	4	3	1	1
產量(桶)	50,453	37,395	19,536	8,553
天然氣液態烴及凝析油 (天然氣的副產品)				
生產氣井	5	6	5	5
生產氣井產量(桶)	45,180	29,682	30,975	24,644

我們擬勘探未開發土地位置111,808淨英畝，以透過鑽探及開發GLJ所估計的85個鑽探位置將我們的資源升級為儲量。根據本公司的三年發展計劃，本公司擬鑽探Alberta Foothills區域的Basing合共13個鑽探地點為重點。

財務資料

更多有關我們的三年發展計劃的資料，請參閱「業務 — 三年發展計劃」一節。

儲量估計及減值測試的不確定因素

在獨立技術專家的幫助下，我們就每個原油及天然氣資源區域編製儲量估計，並包括天然氣、原油及天然氣液態烴，當中合資格人士報告最少每年提供各物業的儲量估計，並就此發出報告。證實儲量為在特定的經濟狀況、經營方法及政府法規下透過地球科學及工程數據的分析，自特定日期起，以合理確定的估計進行商業開採的數量。概算儲量為地球科學及工程數據分析指開採機會較證實儲量低但開採可能性較概算及可能儲量高的額外儲量。我們的獨立技術專家按基於現有地質、地球物理、工程及經濟數據的判斷及決定(包括但不限於現有生產估計、價格及經濟環境)編製儲量估計。除主要經濟假設外，我們的儲量估計乃基於假設，包括本身具有不確定因素的地質及工程預測、政府機關法規影響所及的初始產量、生產貧化率、儲量最終下降及潛在資源量、於該區及類似產區的過往生產、資本開支投入時間及金額、產品的市場、現時及估計商品價格、我們將產品運往各個市場的能力、生產成本、廢棄及殘值、皇家礦產稅及其他政府可能就儲量生產年期實施的徵費。因此，儲量估計可能因市場環境、未來業務、法規變更或實際儲層情況而或增或減。此外，於所有石油及汽油評估方面，在詮釋工程及地球科學數據時會有固有不確定因素。

儲量估計對我們而言屬重要，以讓我們作出未來發展及生產計劃，並評估預期收回所產生的生產成本及未來汽油收益。根據國際財務報告準則，於截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年及二零一五年六月三十日止六個月，我們按生產單位法計及已開發及生產中資產耗損。我們採用生產單位法主要基於截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日的證實及概算儲量。因此，證實及概算儲量變動將影響記錄於財務報表的有關已開發及生產中資產的生產單位耗損。證實及概算儲量減少將增加已開發及生產中資產的耗損費用，假設生產水平維持不變，我們的溢利將因而減少。儲量估計亦為測試減值的重要元素。實際修正估計儲量的最重大原因趨向於因自勘探、開發及生產取得可用新資訊儲量而獲悉技術成熟度的變動以及商品價格的變動。

若干損益及其他全面收益表項目描述

下表載列我們於往績記錄期間的損益及其他全面收益表概要，其摘錄自本文件附錄一所載的本公司會計師報告。本節應與損益及其他全面收益表及會計師報告的相關附註一併閱讀。

財務資料

損益及其他全面收益表

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止 六個月	
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一五年	二零一六年
	千加元	千加元	千加元	千加元 (未經審核)	千加元
原油及天然氣銷售					
所得收益	23,497	32,424	16,080	7,820	8,385
皇家礦產稅	(3,715)	(5,295)	(1,072)	(1,044)	(561)
淨收益	19,782	27,129	15,008	6,776	7,824
經營成本	(5,056)	(5,556)	(3,636)	(1,779)	(2,735)
一般及行政費用	(2,858)	(3,135)	(2,330)	(980)	(1,294)
耗損及折舊	(9,374)	(6,977)	(4,596)	(2,241)	(3,056)
勘探及評估資產減值虧損 及撇銷	(363)	(1,786)	(2,364)	(2,359)	(450)
物業、廠房及設備減值虧 損及撇銷	(196)	(1,629)	(750)	(542)	—
以股份為基礎的報酬	—	(1,511)	—	—	(221)
交易費用	—	—	(542)	—	(2,084)
經營溢利／(虧損)	1,935	6,535	790	(1,125)	(2,016)
其他收入	—	—	—	—	4
融資費用	(2,673)	(3,163)	(3,275)	(1,605)	(1,641)
金融衍生工具變現收 益／(虧損)	84	(370)	—	—	—
除所得稅前(虧損)／溢利	(654)	3,002	(2,485)	(2,730)	(3,653)
所得稅	—	—	—	—	—
年／期內(虧損)／溢利及 全面收益總額	(654)	3,002	(2,485)	(2,730)	(3,653)

財務資料

收益

下表顯示按天然資源分類的於往績記錄期間除皇家礦產稅前收益明細及其各自佔總收益百分比：

	截至十二月三十一日止年度						截至六月三十日止六個月			
	二零一三年		二零一四年		二零一五年		二零一五年 (未經審核)		二零一六年	
	千加元	%	千加元	%	千加元	%	千加元	%	千加元	%
天然氣	15,211	64.7	26,795	82.6	13,683	85.1	6,865	87.8	7,061	84.2
原油	4,638	19.7	3,496	10.8	959	6.0	77	1.0	368	4.4
天然氣液態烴 及凝析油	3,648	15.6	2,133	6.6	1,438	8.9	878	11.2	956	11.4
總收益	<u>23,497</u>	<u>100</u>	<u>32,424</u>	<u>100</u>	<u>16,080</u>	<u>100</u>	<u>7,820</u>	<u>100</u>	<u>8,385</u>	<u>100</u>

我們的收益來自銷售：(i)天然氣、(ii)原油；及(iii)天然氣液態烴及凝析油。

銷售天然氣

於往績記錄期間，本公司向屬油氣貿易公司或涉及油氣買賣的公司的客戶出售天然氣。截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，銷售天然氣所得收益分別達15,211,467加元、26,795,211加元、13,683,194加元及7,061,081加元，佔總收益的64.7%、82.6%、85.1%及84.2%。

銷售天然氣所得收益主要視乎天然氣的平均售價及銷量。於往績記錄期間，天然氣銷量於二零一三年為4,202,855千立方英尺，於二零一四年為5,697,904千立方英尺、於二零一五年為3,788,831千立方英尺及於二零一六年首六個月3,055,797千立方英尺。天然氣銷量則視乎Alberta Foothills的發展項目而定。

於往績記錄期間，我們亦訂立遠期銷售合約，以於二零一三年、二零一四年及二零一五年及二零一六年首六個月分別按特定價格每千立方英尺3.73加元、每千立方英尺4.07加元、每千立方英尺3.95加元及每千立方英尺3.32加元銷售我們的天然氣。本公司按出售當時的相關市價向市場出售餘下天然氣。天然氣的平均變現價對Canadian Gas Price Reporter高度敏感，且因本公司所生產的天然氣有較高的熱值，故平均售價較Canadian Gas Price Reporter溢價。於往績記錄期間，天然氣的平均變現價於二零一三年為每千立方英尺3.53加元，於二零一四年為每千立方英尺5.02加元、於二零一五年為每千立方英尺2.43加元及於二零一六年首六個月為每千立方英尺1.58加元。我們的天然氣平均售價包括天然氣平均變現價的加權平均值及遠期售

財務資料

價，於二零一三年、二零一四年、二零一五年及二零一六年首六個月分別合共為每千立方尺3.62加元、每千立方尺4.70加元、每千立方尺3.61加元及每千立方尺2.31加元。

下表載列我們天然氣於往績記錄期間的銷量及平均售價：

	銷量	平均售價
	千立方英尺	每千立方英尺加元
截至二零一三年十二月三十一日止年度	4,202,855	3.62
截至二零一四年十二月三十一日止年度	5,697,904	4.70
截至二零一五年十二月三十一日止年度	3,788,831	3.61
截至二零一六年六月三十日止六個月	3,055,797	2.31

銷售原油

於往績記錄期間，本公司向屬加拿大能源服務集團及貿易公司的客戶出售原油。截至二零一三年、二零一四年、二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，銷售原油所得收益分別達4,637,508加元、3,496,316加元、958,940加元及367,876加元，佔總收益的19.7%、10.8%、6.0%及4.4%。

銷售原油所得收益主要視乎原油的平均售價及銷量。於往績記錄期間，原油銷量於二零一三年為50,453桶，於二零一四年為37,395桶、於二零一五年為19,356桶及於截至二零一六年六月三十日止六個月為8,553桶。原油銷量則視乎Peace River的項目。

原油的平均售價對WTI原油價格高度敏感。於往績記錄期間，原油的平均售價於二零一三年為每桶91.92加元，於二零一四年為每桶93.5加元、於二零一五年為每桶49.09加元及於截至二零一六年六月三十日止六個月為每桶43.01加元。

下表顯示我們原油於往績記錄期間的銷量及平均售價：

	銷量	平均售價
	桶	每桶加元
截至二零一三年十二月三十一日止年度	50,453	91.92
截至二零一四年十二月三十一日止年度	37,395	93.50
截至二零一五年十二月三十一日止年度	19,536	49.09
截至二零一六年六月三十日止六個月	8,553	43.01

財務資料

銷售天然氣液態烴及凝析油

於往績記錄期間，本公司向屬加拿大油氣貿易公司的客戶出售天然氣液態烴及凝析油。截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，銷售天然氣所得收益分別達3,648,074加元、2,132,340加元、1,437,464加元及955,646加元，佔總收益的15.6%、6.6%、8.9%及11.4%。

銷售天然氣液態烴及凝析油所得收益主要受有關產品的平均售價及銷量影響。於往績記錄期間，天然氣液態烴及凝析油銷量於二零一三年為45,180桶，於二零一四年為29,682桶、於二零一五年為30,975桶及於截至二零一六年六月三十日止六個月為24,644桶。天然氣液態烴及凝析油銷量則視乎Alberta Foothills的發展項目而定。

天然氣液態烴及凝析油的平均售價均對WTI商品價格高度敏感。於往績記錄期間，天然氣液態烴的平均售價於二零一三年為每桶48.16加元，於二零一四年為每桶51.05加元、於二零一五年為每桶17.98加元及於截至二零一六年六月三十日止六個月為每桶15.7加元。凝析油的平均售價於二零一三年為每桶96.37加元、於二零一四年為每桶88.92加元、於二零一五年為每桶61.81加元及於截至二零一六年六月三十日止六個月為每桶47.55加元。

下表顯示我們天然氣液態烴及凝析油於往績記錄期間的銷量及平均售價：

	銷量	平均售價
	桶	每桶加元
截至二零一三年十二月三十一日止年度	45,180	80.74
截至二零一四年十二月三十一日止年度	29,682	71.84
截至二零一五年十二月三十一日止年度	30,975	46.41
截至二零一六年六月三十日止六個月	24,644	38.78

財務資料

生產成本及總現金營運成本

本公司之生產成本及總現金營運成本包括載於文件附錄一會計師報告所載之皇家礦產稅及營運成本。

皇家礦產稅

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一五年	二零一六年
	千加元	千加元	千加元	千加元	千加元
天然氣、天然氣液態烴 及凝析油	2,979	4,074	757	984	463
原油	736	1,221	315	60	98
	<u>3,715</u>	<u>5,295</u>	<u>1,072</u>	<u>1,044</u>	<u>561</u>

於截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，就天然氣、天然氣液態烴及凝析油已付的皇家礦產稅為2,979,358加元、4,073,678加元、756,895加元及462,803加元，分別佔已付皇家礦產稅總額80.2%、76.9%、70.6%及82.6%。

於截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，就原油已付的皇家礦產稅為736,032加元、1,220,972加元、314,803加元及97,508加元，分別佔已付皇家礦產稅總額19.8%、23.1%、29.4%及17.4%。

阿爾伯塔省規定須就擁有採礦權繳納來自土地的天然資源的皇家礦產稅。於阿爾伯塔省，皇家礦產稅主要基於皇家礦產稅率及皇家礦產稅基，以包含計入市場價格及礦井生產等獨立元素之浮動比例方程式計算。

於往績記錄期間，本公司天然氣的皇家礦產稅率介乎5%至33.01%、天然氣液態烴(丙烷及丁烷)的皇家礦產稅率為30%，而凝析油的皇家礦產稅率為40%。本公司的天然氣皇家礦產稅稅率亦受天然氣深孔鑽探計劃(「NGDDP」)影響，根據該計劃，政府將向真正垂直深度大於2,000米的天然氣井授出皇家礦產稅獎勵。

於往績記錄期間，本公司原油的皇家礦產稅率介乎0%至40%。

財務資料

經營成本

於往績記錄期間，經營成本主要包括：(i)燃料、電力、水及其他服務；(ii)產品市場推廣及運輸；(iii)消耗品；(iv)勞動力僱用；(v)環境保護及監察；及(vi)非所得稅及其他政府收費。

下表顯示往績記錄期間的生產成本明細：

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一五年	二零一六年
	千加元	千加元	千加元	千加元	千加元
(未經審核)					
天然氣、天然氣液態烴及凝析油					
僱用勞工	589	739	531	250	373
消耗品	426	489	315	118	257
燃料、電力、水及其他服務	1,613	2,462	1,618	721	1,103
環保及監察	64	76	86	45	54
產品市場推廣及運輸	911	1,124	693	441	674
非所得稅項及其他政府徵費	3	23	102	139	195
小計	<u>3,606</u>	<u>4,913</u>	<u>3,345</u>	<u>1,714</u>	<u>2,656</u>
天然氣、天然氣液態烴及凝析油平均經營成本(每桶油當量加元)					
	4.84	5.02	5.05	4.94	4.98
原油					
僱用勞工	131	89	46	9	13
消耗品	281	176	21	6	7
燃料、電力、水及其他服務	394	23	52	11	17
環保及監察	7	—	—	0	0
產品市場推廣及運輸	636	355	154	29	28
非所得稅項及其他政府徵費	1	—	18	10	14
小計	<u>1,450</u>	<u>643</u>	<u>291</u>	<u>65</u>	<u>79</u>

財務資料

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一五年	二零一六年
	千加元	千加元	千加元	千加元	千加元
原油平均經營成本(每桶石油加元)	28.74	17.20	14.94	17.48	9.18
總計	5,056	5,556	3,636	1,779	2,735
平均經營成本(每桶油當量加元)	6.35	5.46	5.33	5.07	5.04

截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，經營成本分別達5,055,775加元、5,556,029加元、3,636,433加元及2,734,962加元。於往績記錄期間，大部分收益乃自銷售天然氣、天然氣液態烴及凝析油產生。因此，天然氣相關業務所產生的經營成本分別佔截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月的經營成本總額的71.3%、88.4%、92.0%及97.1%，而原油相關業務所產生的經營成本分別佔28.7%、11.6%、0.8%及2.9%。截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月的每桶油當量平均生產成本分別為6.35加元、5.46加元、5.33加元及5.04加元。

天然氣、天然氣液態烴及凝析油

截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，用於天然氣、天然氣液態烴及凝析油業務的經營成本分別達3,605,887加元、4,912,795加元、3,344,602加元及2,656,423加元，分別佔經營成本總額的71.3%、88.4%、92.0%及97.1%。於往績記錄期間，天然氣、天然氣液態烴及凝析油相關業務所產生的生產成本主要包括(i)燃料、電力、水及其他服務，佔天然氣、天然氣液態烴及凝析油業務經營成本的44.7%、50.1%、48.4%及41.5%；(ii)產品市場推廣及運輸，佔天然氣、天然氣液態烴及凝析油業務經營成本的25.3%、22.9%、20.7%及25.4%；及(iii)消耗品，佔天然氣、天然氣液態烴及凝析油業務經營成本的11.8%、10.0%、9.4%及9.7%。於截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月的每桶油當量的平均生產成本分別為4.84加元、5.02加元、5.05加元及4.98加元。

原油

截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，用於原油相關業務的經營成本分別達1,449,888加元、643,234加元、291,831加元及78,539加元，分別佔二零一三年、二零一四年及二零一五年年度及截至二零一六年六月三十日止六個月的經營成本總額的28.7%、11.6%、8.0%及2.9%。於往績記錄期間，原油相關業務所產生的經營成本主要包括(i)產品市場推廣及運輸，佔原油業務經營成本的43.8%、55.2%、52.9%及35.4%；(ii)消耗

財務資料

品，佔原油業務經營成本的19.4%、27.4%、7.2%及8.9%；(iii)燃料、電力、水及其他服務，佔原油業務經營成本的27.2%、3.6%、17.9%及21.5%。截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，每桶石油的平均營運成本分別為28.74加元、17.20加元、14.94加元及9.18加元。

一般及行政費用

下表顯示往績記錄期間的一般及行政費用明細：

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一五年	二零一六年
	千加元	千加元	千加元	千加元	千加元
員工成本	1,209	1,547	1,171	465	627
會計、法律及顧問費用	521	684	268	54	139
辦公室租金	494	423	480	230	255
其他	634	481	411	231	273
一般及行政費用總額	<u>2,858</u>	<u>3,135</u>	<u>2,330</u>	<u>980</u>	<u>1,294</u>

截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，一般及行政費用分別達2,857,929加元、3,135,459加元、2,330,164加元及1,294,152加元。於往績記錄期間，一般及行政費用主要包括員工成本、會計、法律及顧問費用、辦公室租金以及其他。其他主要包括辦公室設備，保險以及交通費及住宿等。

於往績記錄期間，員工成本(不包括以股份為基礎的報酬)分別達1,209,449加元、1,547,193加元、1,171,435加元及626,908加元，分別佔截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月的一般及行政費用總額的42.3%、49.3%、50.3%及48.4%。

於往績記錄期間，會計、法律及顧問費用分別達520,502加元、684,236加元、267,604加元及138,805加元，分別佔該等年度的一般及行政費用總額的18.2%、21.8%、11.5%及10.7%。會計、法律及顧問費用主要包括花費於：(i)一次性國際財務報告準則轉換費用；(ii)年度核數費用；(iii)就所有與法律有關的事宜之律師費用；及(iv)儲量估計及申請費用的開支。[編纂]費用乃重新分類為交易費用及分開披露。

財務資料

融資費用

下表顯示往績記錄期間的融資費用明細：

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一五年	二零一六年
	千加元	千加元	千加元	千加元	千加元
利息開支及融資費用	2,637	3,071	2,937	1,436	1,473
發債成本攤銷	—	70	318	159	158
增加費用	36	22	20	10	10
融資費用總額	<u>2,673</u>	<u>3,163</u>	<u>3,275</u>	<u>1,605</u>	<u>1,641</u>

截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，融資費用分別達2,673,373加元、3,162,897加元、3,275,010加元及1,640,535加元。於往績記錄期間，融資費用包括銀行債務的利息開支、私人貸款人的貸款利息開支、僱員及承包商的貸款利息開支、融資費用、發債成本攤銷及增加費用。

發債成本攤銷指法律費用、佣金及承擔費用，乃因信貸及定期融資安排於二零一四年年度完結而產生。該等成本乃就銀行貸款賬目資本化，其後作為發債成本賬目攤銷。

增加費用為採用按折現率折現的更新棄置撥備現值時確認的費用。有關棄置義務的詳情，請參閱本文件附錄一會計師報告附註13。

財務資料

耗損及折舊

下表顯示往績記錄期間的耗損及折舊開支明細：

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止六個月	
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一五年	二零一六年
	千加元	千加元	千加元	千加元	千加元
耗損	9,349	6,948	4,570	2,229	3,052
折舊	25	29	26	12	4
耗損及折舊總額	<u>9,374</u>	<u>6,977</u>	<u>4,596</u>	<u>2,241</u>	<u>3,056</u>

耗損

截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，耗損開支分別達9,348,728加元、6,947,993加元、4,570,467加元及3,052,025加元。於往績記錄期間，耗損開支包括已開發及生產中資產。

耗損乃使用耗損基礎及耗損率計算得出。耗損基礎視乎年末已開發及生產中資產的賬面淨值及未來發展成本，而耗損率則視乎年度產量及年初總證實及可能儲量。

折舊

截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，折舊開支分別達24,969加元、28,794加元、25,636加元及4,255加元。於往績記錄期間，折舊開支包括辦公室固定資產折舊，例如辦公室傢俱、辦公室設備、汽車、電腦硬件及電腦軟件。

減值虧損及撇銷

截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，減值虧損及撇銷分別達558,780加元、3,414,583加元、3,113,202加元及450,061加元。於往績記錄期間，減值虧損及撇銷波動主要由於石油及天然氣資源、汽油的預測價格下跌以及若干礦權及油氣牌照租賃到期所致。

財務資料

以股份為基礎的報酬

截至二零一四十二月三十一日止年度，以股份為基礎的報酬為1,510,908加元。截至二零一四十二月三十一日止年度，本公司已向僱員及顧問發行B類股份，以清償僱員之貸款；及為現金所得款項向僱員及顧問發行B類股份。已發行B類股份的認定價格高於實際價格，導致以股份為基礎的報酬達1,510,908加元。

截至二零一六年六月三十日止六個月，以股份為基礎的報酬為221,332加元。截至二零一六年六月三十日止六個月，本公司已為換取現金所得款項向僱員發行B類股份。已發行B類股份的認定價格高於實際價格，導致以股份為基礎的報酬達221,332加元。

有關僱員之貸款詳情，請參閱本文件附錄一會計師報告附註12及14。

交易成本

截至二零一五年十二月三十一日止年度，我們產生交易費用[編纂]加元，乃由於籌備有待在[編纂]所致。截至二零一六年六月三十日止六個月，我們產生交易費用[編纂]加元，乃由於籌備[編纂]申請所致。

金融衍生工具之變現收益／(虧損)

下表顯示於往績記錄期間訂立的金融衍生工具詳情：

工具	年期	遠期 賣出價 加元	參考	數量 千兆 焦耳／天	變現 收益／ (虧損) 加元
二零一三年 十二月三十一日 掉期	二零一三年四月一日至 二零一三年十月三十一日	3.26	AECO加元	1,000	84,085
二零一四年 十二月三十一日 掉期	二零一四年一月一日至 二零一四年十二月三十一日	4.03	AECO加元	4,500	(370,801)

金融衍生工具之變現收益／(虧損)分別包括年期為二零一三年四月一日至二零一三年十月三十一日及二零一四年一月一日至二零一四年十二月三十一日的掉期工具。

於往績記錄期間，我們的掉期工具以加元計值。金融衍生合約及掉期工具的公平值自金融機構獲悉的報價得出，並基於截至計算日期的已刊發遠期價格曲線，採用餘下已訂約天然氣數量。截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，金融衍生工具之變現收益／(虧損)分別達84,085加元、(370,801)加元、零加元及零加元。

財務資料

於往績記錄期間，金融衍生工具之變現收益或虧損的波動主要歸因於買入時的遠期賣出價與結算時AECO市價的其後變動差額以及因而導致的金融衍生工具公平值於時段內的差額。

過往經營業績回顧

截至二零一六年六月三十日止六個月與截至二零一五年六月三十日止六個月比較

收益

我們的收益自截至二零一五年六月三十日止六個月的7,820,033加元增加7.2%至截至二零一六年六月三十日止六個月的8,384,603加元。增加主要反映天然氣、原油及天然氣液態烴及凝析油銷售均增加。

銷售天然氣

我們自天然氣銷售業務所產生的收益自截至二零一五年六月三十日止六個月的6,865,233加元增加2.9%至截至二零一六年六月三十日止六個月的7,061,081加元。收益增加主要由於截至二零一五年六月三十日止六個月的銷量由1,987,716千立方英尺增加53.7%至截至二零一六年六月三十日止六個月3,055,797千立方英尺，被天然氣平均售價由每千立方英尺3.45加元下跌33.6%至每千立方英尺2.31加元部分抵銷。

銷售原油

我們自原油銷售業務所產生的收益自截至二零一五年六月三十日止六個月的76,729加元增加379.4%至截至二零一五年六月三十日止六個月的367,876加元。收益增加主要由於原油的平均售價由截至二零一五年六月三十日止六個月每桶20.71加元上升至截至二零一六年六月三十日止六個月每桶43.01加元，以及截至二零一六年六月三十日止六個月的銷量由3,705桶增加至8,553桶。

銷售天然氣液態烴及凝析油

我們自天然氣液態烴及凝析油銷售業務所產生的收益自截至二零一五年六月三十日止六個月的878,072加元增加8.8%至截至二零一六年六月三十日止六個月的955,646加元。收益增加主要由於天然氣液態烴的銷售由截至二零一五年六月三十日止六個月15,949桶增加至截至二零一六年六月三十日止六個月24,644桶。增加主要由於天然氣液態烴的需求增加，而其為石油化工加工的主要輸入。

財務資料

皇家礦產稅

截至二零一五年及二零一六年六月三十日止六個月，皇家礦產稅由1,044,035加元下降46.3%至560,311加元。本公司的皇家礦產稅率由截至二零一五年六月三十日止六個月的13.4%下降至截至二零一六年六月三十日止六個月的6.7%。其次，皇家礦產稅減少亦由於NGDDP(據此，政府將向真正垂直深度大於2,000米的天然氣井授出皇家礦產稅獎勵)退款合共815,970加元所致。

經營成本

截至二零一五年及二零一六年六月三十日止六個月，經營成本由1,779,079加元增加53.7%至2,734,962加元，主要由於天然氣、原油、天然氣液態烴及凝析油的產量增加所致。

天然氣、天然氣液態烴及凝析油

截至二零一五年及二零一六年六月三十日止六個月，天然氣、天然氣液態烴及凝析油相關業務的經營成本由1,714,310加元增加55.0%至2,656,423加元，主要由於天然氣及天然氣液態烴產量增加所致。

原油

截至二零一五年及二零一六年六月三十日止六個月，原油相關業務的經營成本由64,768加元增加21.3%至78,539加元，主要由於原油產量上升所致。

一般及行政費用

截至二零一五年及二零一六年止六個月，一般及行政費用由980,079加元增加32.0%至1,294,152加元，主要由於員工成本上升所致。員工成本(不包括以股份為基礎的報酬)由截至二零一五年六月三十日止六個月的464,665加元增加34.9%至截至二零一六年六月三十日止六個月的626,909加元。增加主要由於員工數目增加及委任獨立非執行董事所致。

融資費用

截至二零一五年及二零一六年六月三十日止六個月，融資費用由1,604,834加元輕微增加2.2%至1,640,535加元。

財務資料

耗損及折舊

截至二零一五年及二零一六年六月三十日止六個月，耗損及折舊開支由截至二零一五年六月三十日止六個月的2,241,339加元增加36.4%至截至二零一六年六月三十日止六個月的3,056,280加元，主要由於Alberta Foothills的天然氣產量增加所致。

耗損

就Alberta Foothills而言，產量增加較總證實加概略儲量儲量增幅高，導致耗損率由1.8%升至2.9%。

就Peace River而言，產量的減幅較總證實加概略儲量儲量減幅高，導致耗損率由3.3%升至7.4%。

折舊

截至二零一五年及二零一六年六月三十日止六個月，折舊開支由12,073加元減少64.8%至4,255加元，主要由於一些固定資產已完全折舊。

減值虧損及撇銷

減值虧損及撇銷由截至二零一五年六月三十日止六個月的2,900,686元減少約84.5%至截至二零一六年六月三十日止六個月的450,061加元。截至二零一五年六月三十日止六個月及二零一六年六月三十日止六個月的減值虧損及撇銷包括直接撇銷勘探及評估成本(主要有關本公司在Alberta Foothills的Kaydee及在Peace River的Otter所持有的勘探土地獲准屆滿)。於二零一六年六月三十日或二零一五年六月三十日，概無識別到Basing及Dawson現金產生單位的物業、廠房及設備的減值指標。

所得稅

截至二零一五年及二零一六年六月三十日止六個月，概無已付所得稅，主要由於本公司於二零一四年十二月三十一日、二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日分別有約116.0百萬加元、115.0百萬加元及114.1百萬加元稅庫以供扣減。

淨虧損

由於上述原因，我們於截至二零一五年六月三十日止六個月錄得淨虧損2,730,019加元及截至二零一六年六月三十日止六個月淨虧損3,653,242加元。

財務資料

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比較

收益

我們的收益自截至二零一四年十二月三十一日止年度的32,423,867加元減少50.4%至截至二零一五年十二月三十一日止年度的16,079,598加元。減少主要反映天然氣及原油銷售均減少。

銷售天然氣

我們自天然氣銷售業務所產生的收益自截至二零一四年十二月三十一日止年度的26,795,211加元減少48.9%至截至二零一五年十二月三十一日止年度的13,683,194加元。收益較二零一四年同期減少乃主要由於天然氣的平均售價由二零一四年每千立方英尺4.7加元下跌至二零一五年每千立方英尺3.61加元。同時，由於經濟限制考慮，本公司由二零一五年一月至二零一五年八月關閉一口氣井的生產，且由於天然氣價格下跌，本公司減少其他氣井的產量，故由二零一四年至二零一五年的生產量下降。

銷售原油

我們自原油銷售業務所產生的收益自截至二零一四年十二月三十一日止年度的3,496,316加元減少72.6%至截至二零一五年十二月三十一日止年度的958,940加元。收益較二零一四年同期減少乃主要由於原油的平均售價由二零一四年每桶93.50加元下跌至二零一五年每桶49.09加元。同時，本公司於二零一五年年度關閉兩口原油井的生產，加上現有油井自然枯竭，故由二零一四年至二零一五年的生產量下降。

銷售天然氣液態烴及凝析油

我們自天然氣液態烴及凝析油銷售業務所產生的收益自截至二零一四年十二月三十一日止年度的2,132,340加元減少32.6%至截至二零一五年十二月三十一日止年度的1,437,464加元。收益較二零一四年同期減少乃主要由於天然氣液態烴的售價由二零一四年每桶51.05加元下跌至二零一五年每桶17.98加元，及凝析油的售價由二零一四年每桶88.92加元下跌至二零一五年每桶61.81加元。下跌主要由於天然氣液態烴及凝析油的需求減少，而其為石油化工加工的主要輸入。隨著油價下跌，石油化工加工廠放慢生產，故於二零一五年天然氣液態烴的市場需求下降，價格亦下跌。

皇家礦產稅

截至二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度，皇家礦產稅由5,294,650加元下降79.8%至1,071,698加元，主要由於產量由二零一四年1,016,727桶油當量減少至二零一五年681,983桶油當量。因此，本公司的皇家礦產稅稅率由二零一四年的16.3%減少至二零一五年的6.7%。其次，皇家礦產稅減少亦由於NGDDP(據此，政府將向真正垂直深度超過2,000米的天然氣井授出皇家礦產稅獎勵)退款合共約815,970加元所致。

財務資料

經營成本

截至二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度，經營成本由5,556,029加元減少34.5%至3,636,433加元，主要由於天然氣、天然氣液態烴及凝析油的經營成本下降所致。

天然氣、天然氣液態烴及凝析油

截至二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度，原油相關業務的經營成本由4,912,795加元減少31.9%至3,344,602加元，主要由於天然氣價格下跌並因而令產量下跌，故由二零一五年一月至二零一五年八月關閉Alberta Foothills其中一口原油井所致。

原油

截至二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度，天然氣、天然氣液態烴及凝析油相關業務的經營成本由643,234加元減少54.6%至291,831加元，主要由於：(i)原油產量下降，乃主要由於本公司於二零一五年關閉Peace River三口生產原油井的生產；及(ii)油價下跌令原油服務供應商的服務成本減少所致。

一般及行政費用

二零一四年及二零一五年年度，一般及行政費用由3,135,459加元減少25.7%至2,330,164加元，主要由於員工成本下降所致。

員工成本(不包括以股份為基礎的報酬)由截至二零一四年十二月三十一日止年度的1,547,193加元減少24.3%至截至二零一五年十二月三十一日止年度的1,171,435加元。減少乃由於解僱一名工程師，並自一般及行政費用中資本化彼の工資798,070加元至E&E資產以及發展及生產資產之行動所致。

融資費用

截至二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度，融資費用由3,162,897加元增加3.5%至3,275,010加元，主要由於攤銷債務發行成本由截至二零一四年十二月三十一日止年度的2個月攤銷金額70,000加元增加至截至二零一五年十二月三十一日止年度的12個月攤銷金額317,613加元。已資本化債務發行成本包括法律費用、佣金及於二零一四年開始與麥格理銀行的信貸融資安排所涉及的承擔費用。

耗損及折舊

截至二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度，耗損及折舊開支由截至二零一四年十二月三十一日止年度的6,976,787加元減少34.1%至截至二零一五年十二月三十一日止年度的4,596,103加元，主要由於Alberta Foothills的天然氣產量減少且並無新井投入生產所致。

財務資料

耗損

就 Alberta Foothills 而言，產量的減幅較總證實及可能儲量減幅高，導致耗損率由 4.7% 降至 3.5%。在次要層面上，Alberta Foothills 耗損基礎減少亦歸因於耗損減少，而耗損下降主要由於暫停二零一五年新鑽探連同二零一四年耗損及減值虧損，導致已開發及生產中資產的賬面淨值減少所致。

就 Peace River 而言，產量的減幅較總證實加可能儲量減幅高，導致耗損率由 17.0% 降至 10.7%。其次，Peace River 耗損基礎減少亦歸因於耗損減少，而耗損下降主要由於暫停二零一五年新鑽探連同二零一四年耗損及減值虧損，導致已開發及生產中資產的賬面淨值減少所致。

折舊

截至二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度，減值虧損由 28,794 加元減少 11.0% 至 25,636 加元，主要由於一些固定資產已完全折舊。

減值虧損及撇銷

減值虧損及撇銷由截至二零一四年十二月三十一日止年度的 3,414,583 元減少約 8.8% 至截至二零一五年十二月三十一日止年度的 3,113,202 元。二零一四年的減值虧損及撇銷包括直接撇銷勘探及評估成本合共 1,786,080 元（主要有關本公司所持有的勘探土地獲准屆滿）及有關我們的 Dawson 現金產生單位的減值虧損合共 1,628,503 元（乃主要由於商品價格不斷下跌所致）。二零一五年的減值虧損及撇銷包括直接撇銷勘探及評估成本合共 2,363,231 元（主要有關本公司所持有的勘探土地獲准屆滿）及有關我們的 Dawson 現金產生單位的減值虧損合共 749,971 元（乃主要由於商品價格進一步不斷下跌所致）。

金融衍生工具之變現收益／（虧損）

截至二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度，金融衍生工具之變現虧損由 370,801 加元變動至零加元，乃由於我們於二零一五年並無訂立任何金融衍生工具所致。

所得稅

於截至二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度，概無已付所得稅，主要由於本公司於截至二零一四年及二零一五年十二月三十一日分別有約 116 百萬加元及 115 百萬加元稅庫。

財務資料

淨溢利／虧損

我們於截至二零一四年十二月三十一日止年度錄得淨溢利3,001,753加元及截至二零一五年十二月三十一日止年度淨虧損2,485,093加元，乃主要由於收益減少所致。

截至二零一四年十二月三十一日止年度與截至二零一三年十二月三十一日止年度比較

收益

我們的收益自二零一三年年度的23,497,049加元增加38.0%至二零一四年年度的32,423,867加元。增幅主要反映銷售天然氣的收益增加。

銷售天然氣

我們自天然氣銷售業務所產生的收益自二零一三年年度的15,211,467加元增加76.2%至二零一四年年度的26,795,211加元。收益較二零一三年同期增加乃主要由於天然氣的平均售價由截至二零一三年十二月三十一日止年度的3.62加元／千立方英尺增加至截至二零一四年十二月三十一日止年度的4.7加元／千立方英尺所致。同時，本公司的兩口新氣井於二零一三年十一月及二零一四年九月投產，因而產量自二零一三年至二零一四年有所提升。

銷售原油

我們自原油銷售業務所產生的收益自二零一三年年度的4,637,508加元減少24.6%至二零一四年年度的3,496,316加元。收益較二零一三年同期減少乃主要由於：(i)本公司因本公司管理層對原油市場環境的負面預期而於二零一三年六月暫停於Peace River其中一口井的生產而導致產量減少；及(ii)現有油井自然枯竭所致。

銷售天然氣液態烴及凝析油

我們自天然氣液態烴及凝析油銷售業務所產生的收益自二零一三年的3,648,074加元減少41.5%至二零一四年的2,132,340加元。收益減少乃主要由於天然氣液態烴及凝析油銷量由二零一三年的45,180桶下跌至二零一四年的29,682桶所致。該下跌乃由於重新分配氣體處理廠之產品，其為氣體加工商就其自二零一零年至二零一三年對廠房處理天然氣液態烴的體積過度計量對有關體積作出修正所致。

皇家礦產稅

二零一三年及二零一四年年度，皇家礦產稅由3,715,390加元增加42.5%至5,294,650加元，主要由於產量由二零一三年的796,109桶油當量增至二零一四年的1,016,727桶油當量所致。本公司之實際皇家礦產稅稅率由二零一三年的15.8%上升至二零一四年的16.3%。該增加乃由於油井的皇家礦產稅優惠屆滿以及氣體價格及氣體產量的增加高於天然氣井NGDDP獎勵優惠之皇家礦產稅減少，以及Dawson區域的原油生產減少所致。

財務資料

經營成本

經營成本由截至二零一三年十二月三十一日止年度的5,055,775加元增加9.9%至截至二零一四年十二月三十一日止年度的5,556,029加元。增幅乃主要反映由於產量增加以致天然氣、天然氣液態烴及凝析油的經營成本上升。

天然氣、天然氣液態烴及凝析油

截至二零一三年及二零一四年十二月三十一日止年度，天然氣、天然氣液態烴及凝析油相關業務的經營成本由3,605,887加元增加36.2%至4,912,795加元，主要由於新氣井於二零一四年九月投產，因而自二零一三年至二零一四年以新產量增加天然氣、天然氣液態烴及凝析油相關業務的經營成本所致。

原油

截至二零一三年及二零一四年十二月三十一日止年度，原油相關業務的經營成本由1,449,888加元減少55.6%至643,234加元，主要由於：(i)本公司於二零一三年六月決定暫停於Peace River的其中一口原油生產井後導致原油產量下滑；及(ii)油價下跌令原油服務供應商的服務成本減少所致。

一般及行政費用

截至二零一三年及二零一四年十二月三十一日止年度，一般及行政費用由2,857,929加元上漲9.7%至3,135,459加元，主要由於員工人數有所增加、一次性國際財務報告準則轉換費用及法律相關事宜的法律費用所致。

員工成本(不包括以股份為基礎的報酬)由截至二零一三年十二月三十一日止年度的1,209,449加元上漲27.9%至截至二零一四年十二月三十一日止年度的1,547,193加元。增幅主要反映於截至二零一四年十二月三十一日止年度額外聘請兩名新全職僱員(包括一名行政人員)。

會計、法律及顧問費由截至二零一三年十二月三十一日止年度的520,502加元增加31.5%至截至二零一四年十二月三十一日止年度的684,236加元。增幅主要反映：(i)年度及一次性國際財務報告準則交易費用；(ii)於二零一四年有關股東、僱員及承包商貸款轉換為普通股的融資法律費用及；及(iii)儲量評估及申報費用增加。

融資費用

截至二零一三年及二零一四年十二月三十一日止年度，融資費用由2,673,373加元增加18.3%至3,162,897加元，主要由於二零一四年的新造長期銀行貸款的計息貸款金額及實際利率增加高於二零一三年的尚未清償貸款的實際稅率所致。

財務資料

有關貸款金額及實際利率的詳情，請參閱「財務資料—債務」一節。

耗損及折舊

截至二零一三年及二零一四年十二月三十一日止年度，耗損及折舊開支由9,373,697加元減少25.6%至6,976,787加元，主要由於Alberta Foothills的耗損減少所致。

耗損

截至二零一三年及二零一四年十二月三十一日止年度，耗損由9,348,728加元減少25.7%至6,947,993加元，主要由於Alberta Foothills的耗損造成所致。

就Alberta Foothills而言，產量的增幅較總證實及可能儲量增幅低，導致耗損率由6.5%降至4.7%。Alberta Foothills的總證實及可能儲量增加主要由於新氣井於二零一四年九月投產所致。其次，就Peace River而言，產量的減幅較總證實及可能儲量的百分比減幅高，導致耗損率由18.8%降至17.0%。再者，Peace River的耗損基礎亦自二零一三年至二零一四年下降，此乃主要由於暫停二零一四年新鑽探連同折舊及減值虧損令已開發及生產中資產的賬面淨值減少所致。

折舊

截至二零一三年及二零一四年十二月三十一日止年度，折舊由24,969加元增加15.3%至28,794加元，主要由於期內新購入的固定資產的折舊所致。

減值虧損及撇銷

截至二零一三年及二零一四年十二月三十一日止年度，減值虧損由558,780加元增加511%至3,414,583加元，此乃主要由於：(i)二零一四年的預測天然氣價格及預測原油價格下滑，加上因決定暫停於Peace River的若干勘探活動而令若干物業、廠房及設備被釐定為不可收回；及(ii)我們於Alberta Foothills土地的若干牌照權利到期所致。

金融衍生工具之變現收益／(虧損)

截至二零一三年及二零一四年十二月三十一日止年度，我們分別確認金融衍生工具收益84,085加元及虧損370,801加元。於截至二零一三年十二月三十一日止年度錄得的收益84,085加元主要由於AECO天然氣價格的其後變動於結算時與截至二零一三年十二月三十一日止年度買入時的遠期賣出價相比有所下跌所致。於二零一四年錄得的虧損370,801加元主要由於AECO市價的其後變動於結算時與賣入時的遠期賣出價相比有所增長所致。

財務資料

所得稅

截至二零一三年及二零一四年十二月三十一日止年度，概無繳付所得稅，主要由於本公司於二零一三年及二零一四年十二月三十一日分別有約114百萬加元及116百萬加元的稅庫。

淨虧損／溢利

我們截至二零一三年十二月三十一日止年度錄得653,810加元的淨虧損及截至二零一四年十二月三十一日止年度3,001,753加元的淨溢利，主要由於收益增加所致。

財務狀況報表項目之討論

淨流動資產及負債

下表顯示於所示日期的流動資產及流動負債：

	於十二月三十一日			於	於七月
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	六月三十日	三十一日
	千加元	千加元	千加元	二零一六年 千加元	二零一六年 千加元 (未經審核)
流動資產					
現金及現金等價物	—	4,975	5,413	1,944	2,113
應收賬款	2,864	4,526	2,298	3,203	3,835
預付開支及按金	450	713	1,459	1,151	1,154
	<u>3,314</u>	<u>10,214</u>	<u>9,170</u>	<u>6,298</u>	<u>7,102</u>
流動負債					
銀行債務	1,832	—	—	—	—
銀行貸款	30,350	—	—	799	—
股東貸款	69,419	—	—	1,092	—
應付賬款及應計負債	6,315	5,700	2,247	1,553	1,719
其他債項	9,277	—	—	—	—
	<u>117,193</u>	<u>5,700</u>	<u>2,247</u>	<u>1,553</u>	<u>1,719</u>
淨流動(負債)／資產	<u>(113,879)</u>	<u>4,514</u>	<u>6,923</u>	<u>4,745</u>	<u>5,383</u>

於二零一三年及二零一四年十二月三十一日，本公司分別有淨流動負債狀況113,879,030加元及淨流動資產狀況4,514,170加元。淨流動資產狀況變動主要歸因於：(i)現金及現金等價物增加4,974,910加元；(ii)應收賬款增加1,661,793加元；(iii)償還銀行債務1,831,820加元；(iv)短期銀行貸款減少30,350,000加元；(v)資本化股東貸款69,418,658加元；及(vi)其他債項減少9,277,000加元。

財務資料

於二零一四年十二月三十一日及二零一五年十二月三十一日，本公司分別錄得淨流動資產狀況4,514,170加元及6,922,943加元。淨流動資產狀況變動主要由於：(i)預付開支及按金增加約745,293加元；(ii)現金及現金等價物增加438,563加元；及(iii)應付賬款及應計負債減少3,453,231加元。

於二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日，本公司分別有淨流動資產狀況6,922,943加元及淨流動資產狀況4,745,324加元。淨流動資產狀況變動主要歸因於現金及現金等價物由二零一五年十二月三十一日的5,413,473加元減少至二零一六年六月三十日的1,944,497加元。

於二零一六年六月三十日及二零一六年七月三十一日（即確定淨流動資產狀況的最後實際可行日期），本公司分別錄得淨流動資產狀況4,745,324加元及5,383,000加元。淨流動資產狀況變動主要由於應收賬款因銷售及其他應收款項增加而由二零一六年六月三十日的3,203,029加元增加至二零一六年七月三十一日的3,835,000加元。

現金及現金等價物

我們的現金及現金等價物由二零一三年十二月三十一日的零加元增至二零一四年十二月三十一日的4,974,910加元，主要由於銀行貸款安排有變所致。

於二零一零年，本公司訂立銀行貸款安排，所有於本公司支票戶口收取的現金直接提取以償還銀行貸款，因此，於二零一三年十二月三十一日的支票戶口結餘為零，而所有未支付支票已記錄至銀行債務賬。於二零一四年十月，本公司終止此安排，並以新銀行貸款替代。鑒於該變動，於二零一四年年末的支票戶口結餘為4,974,910加元。

現金及現金等價物由截至二零一四年十二月三十一日4,974,910加元增加8.8%至截至二零一五年十二月三十一日5,413,473加元，主要由於就支付於截至二零一六年十二月三十一日止年度的發展計劃開支而預留現金所致。

現金及現金等價物由截至二零一五年十二月三十一日5,413,473加元減少64.1%至二零一六年六月三十日1,944,497加元，主要由於償還銀行貸款所致。

應收賬款

應收賬款指自客戶就銷售原油及天然氣產品而收取的貿易應收款項及其他應收款項。應收賬款周轉天數乃按平均貿易應收款項扣除減值再除以年內收益再乘以365日計算。

應收賬款由二零一三年十二月三十一日的2,864,269加元增加58.0%至二零一四年十二月三十一日的4,526,062加元。應收賬款增加乃主要由於天然氣深孔鑽探計劃退款1,607,077加元，即來自阿爾伯塔省政府於二零一四年年度的應收款項。我們的應

財務資料

收款項週轉天數由二零一三年十二月三十一日的35日減少至二零一四年十二月三十一日的30日，乃主要銷售天然氣、天然氣相關產品(天然氣液態烴及凝析油)及原油產品的收益有所增加所致。

應收賬款由二零一四年十二月三十一日的4,526,062加元減少49.2%至二零一五年十二月三十一日的2,297,748加元。應收賬款減少乃主要由於截至二零一五年十二月止年度收取的天然氣深孔鑽探計劃退款減少至815,970加元，而於二零一四年則為1,607,077加元。其次，二零一五年十二月的收益較二零一四年十二月下跌亦導致應收賬款有所減少。月底的應收賬款結餘通常為當月銷售收益的應計款項，故二零一五年十二月三十一日的應收賬款期末結餘低於二零一四年十二月三十一日的期末結餘。二零一五年十二月的收益較二零一四年十二月有所減少，乃主要由於：(i)二零一五年十二月的原油及天然氣市價較二零一四年十二月有所下跌；及(ii)二零一五年的總銷量因關閉兩個位於Peace River的生產中原油井而有所下跌所致。由於二零一五年收益減少，我們的應收款項週轉天數由二零一四年十二月三十一日的30日增加至二零一五年十二月三十一日的45日。

應收賬款由二零一五年十二月三十一日的2,297,748加元增加39.4%至二零一六年六月三十日的3,203,029加元。應收賬款增加乃主要由於本公司向若干個別投資者發行股份的所得款項，而吉林弘原代表本公司收取所得款項1,135,925加元所產生的應收吉林弘原款項。應收吉林弘原款項將於[編纂]前結清。我們的應收款項週轉天數由二零一五年十二月三十一日的45日減少至二零一六年六月三十日的33日。

於二零一六年七月三十一日，本公司已收取二零一六年六月三十日的應收賬款約1,678,575加元或52.4%。

於二零一三年、二零一四年、二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日，貿易應收款項的賬齡分析及周轉天數如下：

	於十二月三十一日			於
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一六年
	千加元	千加元	千加元	千加元
1個月內	2,671	2,607	1,312	1,678
1至2個月	—	—	—	—
2至3個月	—	51	—	—
超過3個月	1	—	14	15
總計	<u>2,672</u>	<u>2,658</u>	<u>1,326</u>	<u>1,693</u>
貿易應收款項周轉天數	<u>35</u>	<u>30</u>	<u>45</u>	<u>33</u>

財務資料

於往績記錄期間，應收賬款大部分於1個月內。銷售原油及天然氣產品應計拖欠，並一般於產生銷售後每個月的第25個曆日結清。於往績記錄期間，貿易應收款項超過1個月，主要由於調整自天然氣液態烴及凝析油所得的副產品銷售收益所致。客戶透過管道自其他生產商的產品運輸至並混合的氣池購買我們的天然氣、天然氣液態烴及凝析油。倘實際與估計交付天然氣液態烴及凝析油不符，則其後可能對銷售作出調整。

應付賬款及應計負債

下表顯示所示期間的應付賬款及應計負債明細：

	於十二月三十一日			於
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	六月三十日
	千加元	千加元	千加元	二零一六年
貿易應付款項	5,719	2,902	884	62
應計負債	478	2,158	701	1,190
其他應付款項	118	640	662	301
總計	<u>6,315</u>	<u>5,700</u>	<u>2,247</u>	<u>1,553</u>

應付賬款及應計負債包括就開發新鑽探油井的未支付發票及其他應付款項。貿易應付款項及應計負債周轉天數指平均貿易應付款項及應計負債除以年內收益，再乘以365日。

應付賬款及應計負債由二零一三年十二月三十一日的6,315,150加元減少9.7%至二零一四年十二月三十一日的5,699,959加元。應付賬款及應計負債減少乃主要由於新鑽探油井於二零一三年十一月投產，致使二零一三年年度末的應付賬款及應計負債結餘有未支付發票所致。同時，截至二零一四年十二月三十一日止年度新加的油井於九月投產，大部分發票已於截至二零一四年十二月三十一日止年度末結清。貿易應付款項及應計負債周轉天數由二零一三年十二月三十一日的70天減少至二零一四年十二月三十一日的63天，乃主要銷售天然氣、天然氣相關產品(天然氣液態烴及凝析油)及原油產品的收益有所增加所致。

應付賬款及應計負債由二零一四年十二月三十一日5,699,959加元減少60.6%至二零一五年十二月三十一日2,246,728加元。應付賬款及應計負債減少主要由於本公司並無於二零一五年鑽探任何新井所致，而於二零一五年十二月三十一日的應付賬款

財務資料

及應計負債僅包括應付供應商的營運成本。由於二零一五年收益減少，貿易應付款項週轉日數由二零一四年的63日增加至二零一五年十二月的75日。

應付賬款及應計負債由二零一五年十二月三十一日2,246,728加元減少30.9%至二零一六年六月三十日1,552,732加元。應付賬款及應計負債減少主要由於本公司即時向賣方付款所致。

於二零一六年七月三十一日，於二零一六年六月三十日尚未清償的應付賬款及應計負債約1,030,442加元或66%已結算。

於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日，貿易應付款項及應計負債的賬齡分析如下：

	於十二月三十一日			於
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	六月三十日
	千加元	千加元	千加元	二零一六年 千加元
1個月內	1,439	2,019	1,252	536
1至3個月	4,087	1,616	333	403
超過3個月但少於6個月	671	1,425	—	312
總計	<u>6,197</u>	<u>5,060</u>	<u>1,585</u>	<u>1,251</u>
貿易應付款項及應計負債				
週轉天數	<u>70</u>	<u>63</u>	<u>75</u>	<u>31</u>

貿易應付款項及應計負債包括來自開發鑽探井口及營運過程的未支付發票。

預付開支及按金

於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日，預付開支及按金分別達449,329加元、713,157加元、1,458,450加元及1,150,530加元。按金的波動乃主要由於政府所施加的法定皇家礦產稅按金。

自二零一三年十二月三十一日至二零一四年十二月三十一日的增加金額為263,828加元，主要由於二零一三年十一月新鑽探的油井的皇家礦產稅按金所致。

由二零一四年十二月三十一日至二零一五年十二月三十一日的增加金額為745,293加元，主要由於二零一四年九月新鑽探油井的皇家礦產稅按金及二零一五年年度的[編纂]預付開支所致。

財務資料

預付開支及按金由二零一五年十二月三十一日的1,458,450加元減少21.1%至二零一六年六月三十日的1,150,530加元。減少金額為307,920加元，主要由於截至二零一六年六月三十日止六個月遞延融資成本增加被皇家礦產稅按金減少所抵銷。

E&E資產

於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日，按現金產生單位劃分之E&E資產明細如下：

	於十二月三十一日			於
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一六年
	千加元	千加元	千加元	千加元
Alberta Foothills及Deep Basin				
Devonian				
現金產生單位	8,194	11,764	13,500	13,565
Peace River現金產生單位	1,241	1,276	920	811
總計	9,435	13,040	14,420	14,376

於往績記錄期間，E&E資產包括本公司勘探項目中的未開發土地及未經估值鑽探及完成成本，仍待釐訂證實或可能儲量。由於提取證實或可能儲量顯示為技術可行及商業可行，故物業、廠房及設備被轉讓。E&E資產會因鑽探及落成活動不具經濟效益及租賃屆滿而支銷。

E&E資產由二零一三年十二月三十一日的9,435,054加元增至二零一四年十二月三十一日的13,040,540加元，更增至二零一五年十二月三十一日的14,419,800加元及二零一六年六月三十日的14,376,177加元。二零一三年十二月三十一日至二零一四年十二月三十一日的增幅乃主要由於本公司於二零一三年新租賃的2,432公頃土地及於二零一四年新租賃的6,366公頃土地所致，均有初步5年租期。二零一四年十二月三十一日至二零一五年十二月三十一日增加主要由於本公司於二零一五年度於Alberta Foothills新租賃30,016公頃土地，其全部初步為期4至5年。該金額由二零一五年十二月三十一日至二零一六年六月三十日相對穩定。

物業、廠房及設備

於往績記錄期間，物業、廠房及設備包括有關物業收購、開發鑽探、完成、採集及基建、資產棄置費用及自勘探及評估轉讓的已開發及生產中資產。已開發及生產中資產按累耗損、折舊、攤銷及減值虧損計列賬。

財務資料

於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日，物業、廠房及設備明細如下。

	於十二月三十一日			於
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一六年
	千加元	千加元	千加元	千加元
Alberta Foothills及Deep Basin				
Devonian現金產生單位	73,972	78,518	74,557	70,614
Peace River現金產生單位	5,776	3,218	2,332	2,158
辦公室	100	88	68	77
總計	<u>79,848</u>	<u>81,824</u>	<u>76,957</u>	<u>72,849</u>

我們的物業、廠房及設備由二零一三年十二月三十一日的79,847,950加元變動至二零一四年十二月三十一日的81,823,556加元，再變動至二零一五年十二月三十一日的76,957,111加元及二零一六年六月三十日的72,849,349加元。二零一三年至二零一四年的2.5%增幅乃主要由於二零一四年年度的新鑽探油井的資本開支高於物業、廠房及設備的耗損。

我們的物業、廠房及設備由二零一四年十二月三十一日的81,823,556加元減少5.9%至二零一五年十二月三十一日的76,957,111加元，主要由於截至二零一五年十二月三十一日止年度無新鑽探油井導致截至二零一五年十二月三十一日止年度予以資本化至物業、廠房及設備的鑽探及竣工成本金額低，且減值虧損及土地屆滿減少二零一五年年度Peace River的現金產生單位賬面淨值。

我們的物業、廠房及設備由二零一五年十二月三十一日的76,957,111加元減少5.3%至二零一六年六月三十日的72,849,349加元。輕微減少乃由於耗損及折舊撥備減少截至二零一六年六月三十日止六個月的賬面淨值所致。此外，於二零一六年上半年，我們就於截至二零一三年十二月三十一日止年度的多項資本相關活動的維修工作向一名供應商收取現金付款1,100,000加元，故此該項收回按物業、廠房及設備減少入賬。

有關更多資本開支的詳情，請參閱「財務資料—流動現金及資本資源—資本開支」。

財務資料

流動現金及資本資源

流動現金

於往績記錄期間，本公司流動現金的主要來源及資金資源一般為經營活動及融資活動所得現金流。本公司流動現金及資金資源的主要用作鑽探新生產油井及購買未開發土地。下表顯示我們於往績記錄期間的現金流：

	截至十二月三十一日止年度			截至六月三十日止 六個月	
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一五年	二零一六年
	千加元	千加元	千加元	千加元	千加元
現金流					
經營活動所得淨現金	8,692	14,919	5,363	3,124	640
投資活動(所用)／所得 淨現金	(8,980)	(18,208)	(5,374)	(4,097)	429
融資活動所得／(所用) 淨現金	288	8,264	449	(1,541)	(4,538)
現金及現金等價物淨增加 ／(減少)	—	4,975	438	(2,514)	(3,469)
年／期初現金及現金等 價物	—	—	4,975	4,975	5,413
年／期末現金及現金等 價物	—	4,975	5,413	2,461	1,944

經營活動所得淨現金

我們的經營活動所得現金流主要包括淨收益、營運資金變動影響(例如應收賬款、預付開支、應付賬款及累計負債)以及非現金收入及開支的調整。

我們截至二零一三年十二月三十一日止年度的經營活動所得淨現金為8,692,092加元，主要歸因於：(i)除所得稅前虧損653,810加元；及(ii)調整若干非現金開支9,968,201加元，當中主要包括耗損及折舊9,373,697加元及減值558,780加元。

我們截至二零一四年十二月三十一日止年度的經營活動所得淨現金為14,919,400加元，主要歸因於：(i)除所得稅前溢利3,001,753加元；及(ii)調整若干非現金開支11,994,433加元，當中主要包括耗損及折舊6,976,787加元、以股份為基礎的酬金1,510,908加元及減值3,414,583加元。

財務資料

我們於截至二零一五年十二月三十一日止年度自經營活動產生淨現金5,363,600加元，主要由於：(i)除所得稅前虧損2,485,093加元；及(ii)若干非現金開支調整8,047,321加元，主要包括耗損及折舊4,596,103加元及減值3,113,202加元所致。

我們於截至二零一六年六月三十日止六個月自經營活動產生淨現金640,346加元，主要由於：(i)除所得稅前虧損3,653,242加元；及(ii)若干非營運開支調整(包括耗損及折舊)3,895,498加元所致。

投資活動(所用)／所得淨現金

於往績記錄期間的投資活動所得主要現金流出乃主要由於物業、廠房及設備以及勘探及評估的資本開支所致。

截至二零一三年十二月三十一日止年度用於投資活動的資金為8,979,922加元。金額主要歸因於物業、廠房及設備達8,305,761加元，以及E&E資產的開支達674,161加元。

截至二零一四年十二月三十一日止年度用於投資活動的資金為18,208,328加元。金額主要歸因於物業、廠房及設備達12,875,521加元，以及E&E資產的開支達5,332,807加元。

截至二零一五年十二月三十一日止年度融資活動所用資金為5,374,055加元。該金額主要由於物業、廠房及設備達1,064,893加元以及E&E資產的開支達4,309,162加元所致。

截至二零一六年六月三十日止六個月投資活動所得資金為492,071加元。該金額主要由於收回物業、廠房及設備的開支1,100,000加元所致。

融資活動所得／(所用)淨現金

於往績記錄期間的融資活動所得主要現金流出主要包括發行股份所得款項、銀行貸款所得款項、購回股份及償還貸款。

截至二零一三年十二月三十一日止年度的融資活動所得淨現金為287,830加元。金額主要歸因於銀行貸款所得款項7,489,620加元，部分由：(i)償還銀行債務401,790加元；及(ii)償還貸款6,800,000加元所抵銷。

截至二零一四年十二月三十一日止年度的融資活動所得淨現金為8,263,838加元。金額主要歸因於：(i)發行股份所得款項淨額12,747,511加元；(ii)銀行貸款所得款項47,121,480加元；及(iii)其他債項所得款項823,500加元，部分由(i)償還貸款45,952,898加元；及(ii)償還銀行債務1,831,820加元；(iii)發行債券成本1,270,000加元；及(iv)購回股份3,373,935加元所抵銷。

財務資料

於截至二零一五年十二月三十一日止年度，融資活動產生的淨現金為449,018加元。該金額主要由於：(i)股份發行的所得款項淨額3,032,037加元；及(ii)銀行貸款的所得款項2,500,000加元及被償還貸款4,041,345加元部份抵銷。

截至二零一六年六月三十日止六個月，融資活動所用淨現金為4,538,393加元。該金額主要由於償還銀行貸款4,583,569加元所致。

資本開支

我們的資本開支主要包括添置勘探及評估資產以及物業、廠房及設備以提高經營效率及挖掘能力。於往績記錄期間，我們的資本開支主要由經營所得現金流以及借款及發行股權所撥支。

下表顯示本公司於往績記錄期間的資本開支：

	截至十二月三十一日止年度			截至
				六月三十日
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	止六個月
	千加元	千加元	千加元	二零一六年
				千加元
物業、廠房及設備				
井場及油氣資產	9,654	9,466	210	—
設施及設備	684	219	—	—
辦公室	40	16	7	13
小計	<u>10,378</u>	<u>9,701</u>	<u>217</u>	<u>13</u>
E&E資產				
未開發土地	540	4,855	1,986	120
已撥支一般及行政開支	—	—	—	222
未估值鑽探及竣工成本	69	1,186	1,891	64
未評估地震數據	—	2	—	—
小計	<u>609</u>	<u>6,043</u>	<u>3,877</u>	<u>406</u>
總計	<u>10,987</u>	<u>15,744</u>	<u>4,094</u>	<u>419</u>

財務資料

截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月的資本開支為10,987,318加元、15,744,302加元、4,094,147加元及419,229加元。

截至二零一三年十二月三十一日止年度，物業、廠房及設備的資本開支增長主要歸因於：(i)因新油井於二零一三年十一月投產而導致位於Alberta Foothills的井位資本開支9,653,646加元；及(ii)位於Alberta Foothills及Peace River的設施及設備的資本開支683,504加元；及有關購買主要位於Alberta Foothills的2,432公頃新租賃土地539,878加元，導致E&E資產的資本開支增加。

截至二零一四年十二月三十一日止年度，物業、廠房及設備的資本開支增長主要歸因於：(i)因新油井於二零一四年九月投產而導致位於Alberta Foothills的井位資本開支9,466,037加元；及(ii)購買位於Alberta Foothills及Peace River的設施及設備218,604加元。E&E資產的資本開支乃由於：(i)於Alberta Foothills購買6,366公頃新租賃土地4,855,306加元；及(ii)於Alberta Foothills的井位建設導致未經評估鑽探及竣工成本增加1,186,128加元。

於截至二零一五年十二月三十一日止年度，物業、廠房及設備的資本開支增加主要由於Peace River油井的設備安裝210,343加元，而勘探及評估增加乃由於：(i)於Alberta Foothills購買土地1,985,903加元；(ii)於Alberta Foothills的井位建設產生的未估值鑽探及竣工成本增加1,092,539加元。

截至二零一六年六月三十日止六個月，物業、廠房及設備的資本開支主要由於就多項資本相關活動的維修工作向一名供應商收取1,100,000加元，以及E&E資產因已撥支一般及行政開支增加而增加所致。

流動資產淨值狀況

於往績記錄期間，流動資產淨值狀況逐漸改善。於二零一三年十二月三十一日、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日，我們分別錄得流動負債淨值113,879,030加元及流動資產淨值4,514,170加元、6,922,943加元及4,745,324加元。

營運資金陳述

基於過往表現及現時期望，董事認為，手頭現金、預期經營所得現金流及估計[編纂][編纂]將足以支持自本文件日期起計未來12個月的現時已計劃的業務經營、承擔及其他合約責任，且我們有充足營運資金，為現時要求的125%；用以應付自本文件日期起計未來12個月的需要。

財務資料

承擔

於二零一一年十月，本公司就其辦公室物業訂立租約，租期為二零一一年十月起至二零一七年十二月止。租約的平均成本約為每月41,000加元。辦公室物業租賃成本包括估計本公司於租期內分佔其辦公室物業的生產成本。本公司訂立公司服務運輸協議，自二零一三年十一月一日起至二零二一年十月三十一日止（公司服務費用各不相同，並視乎方每年的審閱）。本公司就兩台壓縮機訂立租賃協議；租賃首台壓縮機由二零一二年九月八日有效至二零一七年九月七日，規定每月租賃付款為12,650加元，而租賃第二台壓縮機由二零一三年八月十二日有效至二零一六年八月十一日，每月租賃付款為22,000加元。下表所列金額為根據管理層最佳估計計算的運輸服務承擔：

	於十二月三十一日			於
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一六年
辦公室物業租賃				
1年內	504	511	587	587
第二至五年(包括首尾兩年)	<u>1,619</u>	<u>1,108</u>	<u>587</u>	<u>293</u>
總計	<u>2,123</u>	<u>1,619</u>	<u>1,174</u>	<u>880</u>
運輸公司費用				
1年內	484	431	483	452
第二至五年(包括首尾兩年)	1,934	1,662	1,934	1,808
第五年後	<u>1,330</u>	<u>752</u>	<u>363</u>	<u>151</u>
總計	<u>3,748</u>	<u>2,845</u>	<u>2,780</u>	<u>2,411</u>
租賃壓縮機				
1年內	416	416	314	182
第二至五年(包括首尾兩年)	<u>833</u>	<u>418</u>	<u>104</u>	<u>28</u>
總計	<u>1,249</u>	<u>834</u>	<u>418</u>	<u>210</u>

財務資料

本公司亦已訂立下列固定價格實體商品合約以在遠期出售天然氣：

商品	年期	數量	價格
天然氣	二零一六年一月一日至二零一六年十二月三十一日	1,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.92元
天然氣	二零一六年一月一日至二零一六年十二月三十一日	1,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.94元
天然氣	二零一六年一月一日至二零一六年十二月三十一日	3,500千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.95元
天然氣	二零一六年一月一日至二零一六年十二月三十一日	1,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳3.03元
天然氣	二零一六年一月一日至二零一六年十二月三十一日	1,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳3.05元
天然氣	二零一六年三月一日至二零一六年十二月三十一日	900千兆焦耳／日	每千兆焦耳1.88元
天然氣	二零一六年七月一日至二零一六年七月三十一日	5,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.16元
天然氣	二零一六年七月一日至二零一六年七月三十一日	5,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.11元
天然氣	二零一六年八月一日至二零一六年八月三十一日	5,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.40元
天然氣	二零一六年九月一日至二零一六年九月三十日	2,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.26元
天然氣	二零一六年九月一日至二零一六年九月三十日	2,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.39元
天然氣	二零一六年九月一日至二零一六年九月三十日	2,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.39元
天然氣	二零一六年九月一日至二零一六年九月三十日	2,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.42元
天然氣	二零一六年九月一日至二零一六年九月三十日	2,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.29元
天然氣	二零一六年九月一日至二零一六年九月三十日	2,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.26元
天然氣	二零一六年九月一日至二零一六年九月三十日	2,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.28元
天然氣	二零一七年一月一日至二零一七年十二月三十一日	1,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.80元
天然氣	二零一七年一月一日至二零一七年十二月三十一日	1,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.82元
天然氣	二零一七年一月一日至二零一七年十二月三十一日	1,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.63元
天然氣	二零一七年一月一日至二零一七年十二月三十一日	1,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.54元
天然氣	二零一七年一月一日至二零一七年十二月三十一日	4,400千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.51元
天然氣	二零一八年一月一日至二零一八年十二月三十一日	1,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.79元
天然氣	二零一八年一月一日至二零一八年十二月三十一日	1,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.66元
天然氣	二零一八年一月一日至二零一八年十二月三十一日	6,400千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.64元

財務資料

債務

下表顯示我們於所示日期的借款及其他貸款：

	於十二月三十一日			於六月 三十日	於七月 三十一日
	二零一三年 千加元	二零一四年 千加元	二零一五年 千加元	二零一六年 千加元	二零一六年 千加元 (未經審核)
已抵押：					
銀行貸款	30,350	47,121	45,580	41,042	40,842
銀行債務	1,832	—	—	—	—
無抵押：					
股東貸款	<u>69,418</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>
銀行貸款及股東貸款總計	<u>101,600</u>	<u>47,121</u>	<u>45,580</u>	<u>41,042</u>	<u>40,842</u>
其他債項：					
應付私人貸方貸款	8,000	—	—	—	—
應付僱員款項	<u>1,277</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>
其他債項總計	<u>9,277</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>
應償還借款：					
按要求償還或一年內	110,877	—	—	—	—
一年以上但不超過兩年	—	—	—	—	—
兩年以上但不超過五年	<u>—</u>	<u>47,121</u>	<u>45,580</u>	<u>41,042</u>	<u>—</u>
借款總計	<u>110,877</u>	<u>47,121</u>	<u>45,580</u>	<u>41,042</u>	<u>—</u>
實際利率(每年)	<u>2.4%</u>	<u>6.8%</u>	<u>6.6%</u>	<u>6.5%</u>	<u>—</u>

於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日，我們的總借款分別達110,877,478加元、47,121,480加元、45,580,135加元及41,041,566加元。

財務資料

於二零一六年七月三十一日(即就本債務聲明而言的最後實際可行日期)營業時間結束時，我們的借款總額為40,841,566加元。於二零一六年七月三十一日(即就本債務聲明而言的最後實際可行日期)，我們的已動用銀行融資總額為40,841,566加元。

於二零一六年七月三十一日，我們的借款總額由二零一五年十二月三十一日45,580,135加元輕微減少10.4%至二零一六年七月三十一日40,841,566加元。

銀行債務

銀行債務由二零一三年十二月三十一日的1,831,820加元減至二零一四年十二月三十一日的零加元，於二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日及二零一六年七月三十一日維持零加元。

根據本公司於二零一三年訂立的貸款安排，銀行債務為特定賬目。根據該安排，所有未支付支票記錄於銀行債務賬中。於二零一四年十月，本公司終止該安排。由於該變動，故銀行債務於二零一四年十二月三十一日減至零。

銀行貸款

銀行借款以加元計值。於往績記錄期間，我們的銀行借款一般包含商業銀行貸款的慣常條款及條件。我們的銀行借款總額由二零一三年十二月三十一日的30,350,000加元增至二零一四年十二月三十一日的47,121,480加元，及後減少至二零一五年十二月三十一日的45,580,135加元及二零一六年六月三十日41,041,566加元及二零一六年七月三十一日40,841,566加元。

已抵押銀行借款由二零一三年十二月三十一日至二零一四年十二月三十一日增加16,771,480加元，此乃由於新取得銀行貸款信貸融資總額較舊銀行貸款總額高所致。借款增加用於償還私人貸方的高息貸款，並符合本公司的發展策略。已抵押銀行借款由二零一四年十二月三十一日的47,121,480加元減少1,541,345加元至二零一五年十二月三十一日的45,580,135加元及二零一六年六月三十日41,041,566加元及二零一六年七月三十一日40,841,566加元，此乃由於償還本金所致。

於二零一四年，本公司決定償還全部短期貸款，並因應長期發展策略而變為長期信貸融資。由麥格理銀行授出的長期信貸融資包括一項循環融資100,000,000加元(其中尚未償還本金總額不得超過50,000,000加元)及一項100,000,000加元定期融資。就定期融資而言，其包括A批最多10,000,000加元可用於借貸方批准的鑽探、完成及收購地面設備，以及B批最多90,000,000加元可用於其他借貸方批准的日後發展計

財務資料

劃。A批定期融資已於截至二零一六年六月三十日止六個月屆滿。於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日，概無信貸融資項下未償之金額。可供動用信貸由銀行定期進行檢討且可能因儲備變動、商品價格及其他因素而調整。長期信貸融資下之提款按年利率相當於：(i)加拿大同業拆息利率(CDOR)；及(ii)1%，加(i)就循環融資而言，5.5%，及(ii)就定期融資而言，7.0%（以較高者為準）之浮動利率計息。於二零一四年十二月三十一日，我們已提取按實際年利率6.773%計息的循環融資47,721,480加元，而定期融資則為零加元。所有長期信貸融資尚未償還本金將於二零一八年十月二十日到期。

該長期信貸融資乃以（其中包括）(i)於所有現有及之後收購不動產及動產（包括我們的主要生產天然氣及油儲量）之擔保權益及以固定抵押的形式將本公司授予的若干油氣牌照作抵押；及(ii)由我們的控股股東Aspen提供的有限追溯擔保及股份質押（股份質押將於[編纂]後解除並由Aspen就Aspen持有的股份提供的反擔保取代）作抵押。有關Aspen提供的抵押之進一步詳情請參閱「與控股股東的關係—自控股股東的獨立性—財政獨立」一節。

信貸融資亦載有若干契諾，包括有關營運資金、債務覆蓋率、利息覆蓋率及現值的財務契諾。根據信貸融資，倘出現借貸方未同意的控制權變動亦屬違約事件。融資的控制權變動獲釐定為指(i)除控股股東外，任何人士直接或間接收購本公司已發行股份總數或選舉大多數董事的權力超過35%；或(ii)伯先生或王平在先生任何一位不再擔任本公司董事或職員。

於二零一五年十二月三十一日，我們已提取按實際年利率6.6%計息的循環融資45,580,135加元，而定期融資則為零加元。

於二零一六年六月三十日，我們已提取按實際年利率6.5%計息的循環融資41,041,566加元，而定期融資則為零加元。為減低我們的整體融資成本，本公司擬減少銀行借貸10百萬加元。

股東貸款以及僱員及承包商貸款

於二零一三年十二月三十一日，股東貸款為69,418,658加元。股東貸款已於截至二零一四年十二月三十一日止年度內悉數轉換為普通股。股東貸款為應付吉林弘原的款項，為無抵押、免息及按要求償還。本公司其後透過向吉林弘原發行C類股份而轉換未償還予吉林弘原的56,201,687加元。結欠吉林弘原的餘款6,652,339加元已於二零一四年度以現金償還。為結清指讓予164 Co的款項6,244,632加元，本公司於截至二零一四年十二月三十一日止年度發行B類股份。

財務資料

下文為股東貸款金額轉換為普通股及／或以現金償還之對帳。

	<u>加元</u>
來自吉林弘原的股東貸款	63,174,026
來自164 Co的股東貸款	<u>6,244,632</u>
股東貸款總額	<u><u>69,418,658</u></u>
償還股東貸款	69,418,658
向164 Co發行B類股份	(6,244,632)
向吉林弘原發行C類股份	(56,201,687)
向吉林弘原之現金還款	(6,652,339)
抵銷其他應收款項	<u>(320,000)</u>
於二零一四年十二月三十一日之總結餘	<u><u>—</u></u>

僱員及承包商貸款1,277,000加元亦於截至二零一四年十二月三十一日止年度轉換為B類股份。

私人貸方貸款

為配合本公司的長期發展策略及減少融資成本，私人貸方貸款8,000,000加元已於截至二零一四年十二月三十一日止年度內悉數償還。

截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，短期銀行借款的加權平均利率分別為5.50%、4.8%、0%及0%。二零一三年、二零一四年及二零一五年年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，長期銀行借款的加權平均利率分別為0%、6.773%及6.6%及6.5%。就其他借款而言，截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，加權平均利率分別為12.4%、13.0%、0%及0%。

董事已確認，我們於履行責任一事上概無遇到困難，我們過往亦能於彼等到期時償還或再融資。於最後實際可行日期，董事已確認，我們於往績記錄期間概無違反現有財務契據。

財務資料

棄置義務

於往績記錄期間內，棄置義務乃按本公司於石油及天然氣資產(包括井場、收集系統及設施)的淨擁有權權益、棄用及收回石油及天然氣資產的估計成本以及未來期間將產生成本的估計時間予以估計。

以下為本公司棄置義務的對賬：

	於十二月三十一日			於六月三十日
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一六年
	千加元	千加元	千加元	千加元
年／期初結餘	1,397	1,366	1,617	1,765
估計變動	(277)	108	128	36
已產生負債	210	121	—	—
增加費用	<u>36</u>	<u>22</u>	<u>20</u>	<u>10</u>
年／期末結餘	<u>1,366</u>	<u>1,617</u>	<u>1,765</u>	<u>1,811</u>

我們的棄置義務由二零一三年十二月三十一日的約1,366,299加元增加至二零一四年十二月三十一日的約1,616,614加元。二零一三年至二零一四年的增加乃主要由於增添一個礦井所致。我們的棄置義務由二零一四年十二月三十一日的約1,616,614加元增加至二零一五年十二月三十一日的約1,764,990加元。二零一四年至二零一五年的增加乃主要由於棄用及收回石油及天然氣資產的估計成本有所增加所致。我們的棄置義務由二零一五年十二月三十一日的1,764,990加元增加至二零一六年六月三十日的1,810,819加元。增加主要由於棄用及收回石油及天然氣資產的估計成本有所增加所致。

或然負債

於最後實際可行日期，我們概無重大或然負債。

營運資金充足程度

我們預期本文件日期後12個月之營運資金需要將以下列方式撥支：

- i. 我們的經營活動產生的估計現金流入54.4百萬加元；
- ii. 估計借款所得款項53.5百萬加元；

財務資料

- iii. 本公司將自[編纂](假設[編纂]為每股股份[編纂]港元(即估計價格範圍之中位數))收取之估計[編纂][編纂]百萬加元減交易成本[編纂]百萬加元；
- iv. 手頭現金及銀行結餘，其截至二零一六年十二月一日將為約5.4百萬加元。

我們預期本文件日期後12個月的營運資金主要用作以下用途：

- i. 估計財務開支0.7百萬加元；
- ii. 我們的經營活動產生之估計現金流出19.1百萬加元；
- iii. 鑽探礦井的估計資本開支30.0百萬加元；
- iv. 償還借款42.3百萬加元

基於以上因素，董事認為，將自營運、銀行貸款所得款項、[編纂]之估計[編纂]及手頭現金產生的預期現金流量將足夠支持自本文件起計至少未來12個月的現時已計劃業務營運、承擔及其他合約義務，我們亦擁有充足的營運資金，其為現時所需(自本文件起計未來12個月所需)的125%。

資產負債表外交易

於最後實際可行日期，除於本文件本節內「承擔」之分節所披露之經營租賃承擔及實際商品合約外，本公司並無訂立任何資產負債表以外的重大交易或安排。

財務風險

信貸風險

倘客戶或金融工具的對手方無法履行其合約責任，並主要因本公司應收本公司原油及天然氣買方、合營夥伴及金融衍生合約的對手方的款項而引起，信貸風險為本公司財務損失的風險。於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日，應收賬款分別包括應收原油及天然氣買方款項2,671,816加元、2,657,939加元、1,326,217加元及1,692,892加元以及其他應收款項192,453加元、1,868,123加元、971,531加元及1,510,137加元。於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日，貿易應收款項的69.4%、

財務資料

81.5%、74.9%及44.6%乃分別為應收最大客戶款項，而貿易應收款項的88.7%、99.9%、82.3%及94.0%乃分別為應收三大客戶款項。

應收賬款及超過已擔保最低金額的現金結餘賬面值指最高信貸風險。於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日，本公司概無任何重大呆賬撥備，亦毋須於截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及二零一六年六月三十日撇銷任何重大應收款項。概無本公司認為逾期且有收回風險的重大財務資產。於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日，分別為2,671,473加元、2,657,816加元及1,311,734加元及1,678,409加元的貿易應收款項的賬齡少於90日。

利息風險

於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日，本公司因其銀行貸款而面對利率變動。於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日，倘其銀行貸款的現行利率有百分之一的變動，則會導致估計對其年收入造成303,500加元、471,000加元、455,800加元及410,416加元的變動。於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日，本公司概無利率掉期合約。

市場風險

市場風險為市場指標(例如商品價格)有所變動的風險，匯率及利率將會影響本公司金融工具的估值、本公司負債水平以及其溢利及經營所得現金流。市場風險管理的目的為於可接受限制下管理及控制市場風險，並取得最大回報。商品價格風險為公平值或日後現金流因商品價格變動而波動的風險。於二零一三年及二零一四年度，本公司利用商品組合合約作為風險管理技巧，以緩和商品價格波動的風險。下表顯示於二零一三年及二零一四年度訂立的金融衍生工具：

工具	年期	價格 加元	參考	數量 千兆焦耳/日	變現 收益/(虧損) 加元
二零一三年 十二月三十一日					
掉期	二零一三年四月一日至 二零一三年十月三十一日	3.26	加元 AECO	1,000	84,085
二零一四年 十二月三十一日					
掉期	二零一四年一月一日至 二零一四年十二月三十一日	4.03	加元 AECO	4,500	(370,801)

本公司並無於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六月三十日止六個月訂立任何金融衍生工具。

財務資料

敏感性分析及風險管理

銷售天然氣乃主要業務分部，並佔我們的大部分收益。於下文的敏感度分析中，本公司利用影響我們淨收益的主要外部因素，闡明假設波動對財務表現的影響。該等因素為：(i)天然氣銷售的銷量；及(ii)天然氣銷售的平均售價。

銷量

下文的敏感度分析闡明向市場輸出的天然氣銷量對我們的淨溢利的假設波動影響。向市場輸出的銷量波動假設為30%、60%及90%，該等百分比乃經參考於往績記錄期間過往向市場輸出的銷量變動而釐訂。

	截至十二月三十一日止年度			截至
				六月三十日
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	止六個月
銷量增加	淨溢利增加	淨溢利增加	淨溢利增加	淨溢利增加
30%	4,558,977	8,038,511	4,104,958	2,116,558
60%	9,117,954	16,077,023	8,209,916	4,234,226
90%	13,676,931	24,115,534	12,314,875	6,351,893
銷量減少	淨溢利減少	淨溢利減少	淨溢利減少	淨溢利減少
(30%)	(4,558,977)	(8,038,511)	(4,104,958)	(2,116,558)
(60%)	(9,117,954)	(16,077,023)	(8,209,916)	(4,234,226)
(90%)	(13,676,931)	(24,115,534)	(12,314,875)	(6,351,893)

僅供說明收支平衡分析用途，截至二零一三年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，倘天然氣銷量分別增加4.3%、18.2%及51.8%，淨溢利則會變成收支平衡。於截至二零一四年十二月三十一日止年度，倘天然氣銷量減少11.2%，淨溢利則會變成收支平衡。

財務資料

平均售價

下列敏感度分析闡明天然氣平均售價假設波動對淨溢利的影響。波動乃根據平均售價為3加元、4加元、5加元及6加元作假設，對應於往績記錄期間Canadian Gas Price Reporter的過往天然氣價格。

加元／千立方英尺	截至十二月三十一日止年度			截至
				六月三十日
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	止六個月
	淨溢利增 加／(減少)	淨溢利增 加／(減少)	淨溢利增 加／(減少)	淨溢利增 加／(減少)
3.00	(2,588,025)	(9,701,326)	(2,316,701)	2,107,391
4.00	1,614,830	(4,003,422)	1,472,130	5,163,188
5.00	5,817,685	1,694,482	5,260,961	8,218,985
6.00	10,020,540	7,392,386	9,049,792	11,274,782

僅供說明收支平衡分析用途，截至二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，倘天然氣的平均售價分別為3.77加元、4.18加元、4.27加元及3.51加元，淨溢利則會變成收支平衡。

為於天然氣價格下滑中獲得保障，我們已就截至二零一六年、二零一七年及二零一八年十二月三十一日止年度的每日天然氣生產(每日約8,400千焦耳)與Macquarie Energy訂立為期一年設有固定價格及數量的銷售協議。根據任何銷售協議的最高潛在風險相等於根據銷售協議的固定價格與平均現貨價的差額金額。有關銷售協議的更多資料，請參閱本文件「業務—銷售及市場推廣—天然氣銷售安排」一節。

財務資料

主要財務比率

下表顯示於往績記錄期間的主要財務比率：

公式	於十二月三十一日			於	
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	六月三十日 二零一六年	
流動比率	流動資產／流動負債	0.03倍	1.79倍	4.08倍	4.06倍
速動比率	(流動資產－存貸)／流動負債	0.03倍	1.79倍	4.08倍	4.06倍
資產回報	年度／期間(虧損)／溢利及全面收益總額／總資產x100%	-0.7%	2.9%	-2.5%	-3.9%
權益回報	本公司擁有人應佔年度／期間(虧損)／溢利及全面收益總額／股東權益x100%	2.5%	5.8%	-4.8%	-7.3%
資產負債比率	總債務／總權益x100%	-427.1%	90.9%	87.9%	82.3%

流動比率及速動比率

我們的流動比率乃按流動資產除以流動負債計算，於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日分別為0.03倍、1.79倍、4.08倍及4.06倍。我們的速動比率乃按流動資產減存貸後再除以流動負債，於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日分別為0.03倍、1.79倍、4.08倍及4.06倍。流動比率及速動比率於二零一三年至二零一五年的增加乃由於以長期信貸融資取代全部短期貸款以配合長期發展策略所致。截至二零一六年六月三十日止六個月之流動比率及速動比率下降，乃由於現金減少。

資產回報

資產回報為年度／期間(虧損)／溢利及全面收益總額除以年末／期末總資產。我們於二零一三年、二零一四年及二零一五年年度及截至二零一六年六月三十日止六個月的資產回報分別為-0.7%、2.9%、-2.5%及-3.9%。資產回報於二零一三年至二零一四年的波動乃由於淨溢利波動所致。

我們於二零一三年年度錄得虧損及全面收益總額653,810加元；二零一四年年度錄得溢利及全面收益總額3,001,753加元；二零一五年年度錄得虧損及全面收益總額2,485,093加元及截至二零一六年六月三十日止六個月錄得虧損及全面收益總額3,653,242加元。

財務資料

權益回報

權益回報本公司擁有人應佔年度／期間（虧損）／溢利及全面收益總額除以年末／期末總權益。於二零一三年、二零一四年及二零一五年年度及截至二零一六年六月三十日止六個月，權益回報分別為2.5%、5.8%、-4.8%及-7.3%。權益回報由二零一三年十二月三十一日的2.5%增加至二零一四年十二月三十一日的5.8%，乃由於二零一三年年度本公司擁有人應佔虧損及全面收益總額653,810加元轉變為二零一四年年度本公司擁有人應佔溢利及全面收益總額3,001,753加元所致。權益回報由二零一四年十二月三十一日的5.8%減少至二零一五年十二月三十一日的-4.8%，乃由於二零一四年年度本公司擁有人應佔溢利及全面收益總額3,001,753加元轉變為二零一五年年度的本公司擁有人應佔虧損及全面收益總額2,485,093加元及截至二零一六年六月三十日止六個月的虧損及全面收益總額3,653,242加元所致。

資產負債比率

資產負債比率指總債務佔總權益之百分比。總債務指我們於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日的銀行債項、銀行貸款、股東貸款及其他債項。我們於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日及二零一六年六月三十日的資產負債比率分別為-427.1%、90.9%、87.9%及82.3%。資產負債比率由二零一三年十二月三十一日的-427.1%改善至二零一四年十二月三十一日的90.9%，乃由於於二零一四年年度以發行B類及C類無投票權普通股的方式資本化股東貸款及僱員貸款所致。於二零一四年十二月三十一日的資產負債比率為90.9%，而於二零一五年十二月三十一日則為87.9%，輕微下降乃由於發行新股份之所得款項（其增加總權益）及償還銀行貸款（其減少總債務）。截至二零一六年六月三十日止六個月之資產負債比率下降，乃由於償還銀行貸款。

股息政策

董事會經考慮我們的經營、收益、財務狀況、現金需求及可用性以及其他其於當時應為相關的因素後，可能於日後宣派股息。任何宣派、派付及股息金額將根據我們的憲章文件及阿爾伯塔公司法作出。此外，董事可能基於本公司溢利在認為合理的情況下，不時派付該等中期股息，或按董事認為適當的金額及日期派付特別股息。股息僅可從本公司溢利及合法可供分派的儲備中撥款宣派或派付。我們未來的股息宣派將由董事會全權決定。

本公司於往績記錄期間概無宣派或派付任何股息。

財務資料

可供分派儲備

本公司於二零一六年六月三十日並無任何可供分派儲備。

[編纂]開支

法律、專業及其他費用連同證監會交易徵費及聯交所交易費均就[編纂]產生。基於載列於本文件的初步指示價格範圍中位數，我們所承擔的[編纂]費用總額約達[編纂]百萬加元，預期當中約[編纂]百萬加元將於二零一六年[編纂]後[編纂]。其餘金額包括約[編纂]百萬加元，其中約[編纂]百萬加元已於二零一五年的損益中扣除，及約[編纂]百萬加元已於截至二零一六年六月三十日止六個月的損益中扣除，而約[編纂]百萬加元則將會於二零一六年下半年的損益中扣除。

概無上市規則項下須予額外披露資料

董事已確認，於最後實際可行日期，倘股份已於聯交所[編纂]，概無任何將產生上市規則第13.13條至第13.19條項下的披露規定的情況。

概無重大不利變動

董事確認，直至最後實際可行日期，我們的財務或經營狀況自二零一五年十二月三十一日起並無重大不利變動，而自二零一五年十二月三十一日起，概無事件將重大影響本文件附錄一會計師報告所示的資料。

未經審核備考經調整有形資產淨值

詳情請參閱本文件的「附錄二—未經審核備考財務資料」一節。

聯交所有關KPMG LLP的確認

上市規則第19.20條規定，年度帳目須由聲譽良好的執業會計師（無論是個別人士、事務所或公司）審計；該執業會計師（無論是個別人士、事務所或公司）亦必須獨立於海外發行人，且獨立程度應相當於公司條例及國際會計師聯會發出的獨立性聲明所規定的程度；如海外發行人已在或將在本交易所作主要[編纂]，年度帳目則須由符合下列其中一項條件的會計師或會計師行審計：

- (a) 具備根據香港法例第50章專業會計師條例（「專業會計師條例」）可獲委任為一家公司核數師資格的；或

財務資料

- (b) 聯交所接納的會計師事務所，該事務所須擁有國際名聲及稱譽，並為一個獲認可會計師組織團體的會員。

加拿大卡爾加里特許專業會計師KPMG LLP已自二零一二年起出任本公司的核數師。本公司於往績記錄期間的法定財務報表乃根據國際會計準則理事會所頒佈的國際財務報告準則編製。該等法定財務報表乃由KPMG LLP審核。

本公司已尋求且聯交所已作出確認，表示KPMG LLP為聯交所根據上市規則第19.20(2)條之規定接納的會計師行，理據為：

- (a) KPMG LLP及香港執業會計師畢馬會會計師事務所均屬於KPMG International Cooperative的成員事務所。KPMG LLP為附屬於KPMG International Cooperative的KPMG獨立事務所網絡的成員事務所。
- (b) KPMG LLP特許專業會計師(「特許專業會計師」)受加拿大不同省級特許專業會計師機構及CPA Canada頒佈的專業標準約束。CPA Canada為國家機構，其成立乃為支持加拿大統一會計專業。CPA Canada支持若干獨立委員會及監督委員會。該等委員會成立及維持會計及審核標準，以為公眾利益服務。監督委員會委任委員會成員及監察及為委員會活動提供投入資源，以確保制定標準的程序運作正常。
- (c) KPMG LLP已於(其中包括)加拿大的加拿大公眾責任局及美國的公眾公司會計監察委員會註冊，並須受其監管。
- (d) KPMG LLP已確認，根據加拿大相關專業實體及國際會計師職業道德準則理事會的相關規則及有關詮釋，彼等乃獨立於本公司。

本公司將根據國際財務報告準則編製年度賬目。年度賬目將根據照國際審計與鑒證準則委員會(「IAASB」)公佈的國際審計準則審核。