

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截至該等日期止年度以及截至二零一六年九月三十日止九個月的經審核財務資料(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。

以下討論及分析以及本文件其他部分包括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。該等報表乃建基於我們鑒於經驗、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。於評估我們的業務時，閣下應謹慎考慮本文件「前瞻性陳述」及「風險因素」各節所提供的資料。

概覽

本公司總部位於Calgary，主要從事天然氣與原油的勘探與生產，其中天然氣為重點業務。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成立，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地區獲得第一塊達6,400淨英畝土地，並於二零零八年十二月在該區開發的首口深井鑽探及商業生產富液化天然氣。自此，本公司油氣生產率內生增長，並達至二零一六年首九個月平均產量約3,363桶油當量／日。二零一六年的退出產量為4,500桶油當量／日。於最後實際可行日期，公司在加西盆地持有土地114,528淨英畝，在這些土地上儲備的井位擬供本公司多年鑽探。

目前，本公司擁有三個核心區域：

- Alberta Foothills，其中包括五個天然氣資源區塊，分別為Basing、Voyager、Kaydee、Columbia及Stolberg。Basing已部分開發，而Voyager、Kaydee、Columbia及Stolberg則尚未開發；
- Deep Basin Devonian，包括阿爾伯塔西部Hanlan-Peco未開發的天然氣礦產；及
- Peace River，包括輕質原油礦產主要區域Dawson，其已部分開發。

財務資料

於二零一六年九月三十日，按照GLJ的估計，我們持有合共77個鑽井井位，其中五個獲分配為證實、概算加可能儲量，八個分配為潛在資源量及64個分配為遠景可採資源量。於最後實際可行日期，我們於Basing持有五個生產中井，而另外一個井則已經自願及暫時關閉，且我們於Dawson持有兩個生產中井，而另外一個井則已經自願及暫時關閉。GLJ估計本公司持有總證實儲量12,099千桶油當量(其中約5.4%為原油、凝析油及其他天然氣凝液，餘下94.6%為天然氣)、總證實加可能儲量為17,666千桶油當量(其中約5.4%為原油、凝析油及其他天然氣凝液，餘下94.6%為天然氣)、總證實加概算加可能儲量為22,562千桶油當量(其中約5.4%為原油、凝析油及其他天然氣凝液，餘下94.6%為天然氣)、最佳估計風險前總潛在資源量為10,396千桶油當量(其中約4.9%為凝析油及其他天然氣凝液，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67,526千桶油當量(其中約7.0%為原油、凝析油及其他天然氣凝液，餘下93.0%為天然氣)。有關更多資料，請參閱載於本文件附錄四之合資格人士報告。

三年發展計劃

本公司的證實、概算及可能儲量、潛在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54,400淨英畝土地及按GLJ所估計持有約77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。除建設若干設施以長遠支持日後生產增加及減低生產成本外，我們計劃於Basing初步發展天然氣資產，作為三年發展計劃的一部分。

我們亦擬勘探及開發於Alberta Foothills的Voyager及Kaydee以及於Peace River的Dawson的資源為儲量，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首九個月平均生產每日3,363桶油當量提升至二零一九年的每日約5,448桶油當量，並基於最佳估計風險前潛在資源量提升額外2,389桶油當量。

根據我們的三年發展計劃，我們擬專注於鑽探位於Alberta Foothills的Basing合共13個礦井位置。該13個鑽探位置指100%的證實加概算儲量及GLJ的最佳估計潛在資源量。

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

財務資料

本公司按鑽探位置及數目劃分的三年發展計劃*

	二零一七年	二零一八年	二零一九年	合計
Alberta Foothills—Basing	3	2	8	13
將鑽探的礦井總數	3	2	8	13

* 於釐定上述鑽探位置及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四合資格人士報告。

根據GLJ的生產預測，二零一七年至二零一八年的平均產量預測如下：

本公司按產量劃分的二零一七年至二零一九年生產預測*

		二零一七年 (2P)	二零一八年 (2P)	二零一九年 (2P)	二零一九年 (最佳估計 風險前潛在 資源量)**
Alberta Foothills	天然氣(千立方英尺／ 每日)	35,276	37,464	30,884	13,635
	液化(天然氣凝液／ 凝析油)(桶／每日)	301	319	263	116
Peace River	輕質原油(桶／ 每日)	65	49	37	
生產(桶油 當量／ 每日)		6,245	6,612	5,448	2,389

* 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四合資格人士報告。

** 二零一九年所有新鑽探位置的生產預測乃根據合資格人士報告內的最佳估計風險前潛在資源量得出。倘根據最佳估計風險後潛在資源量反映開發機會，於生產預測應用的因子須為80%。

重大會計政策及估計

收益確認

自銷售原油及天然氣的收益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。

財務資料

衍生金融工具

本公司可動用金融及非金融衍生工具，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狀況表中，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得出，當中已考慮未來市價及其他相關因素。

勘探及評估(「勘探及評估」)資產

勘探及評估(「勘探及評估」)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前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獲支銷。

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時，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，該區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、廠房及設備內的發展及生產資產。

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量，除非交易缺乏商業內容或公平值未能可靠計量。倘交換以公平值計量，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以及辦公室裝置及設備。

財務資料

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，除非交易缺乏商業內容或公平值未能可靠計算。倘交換以公平值計量，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，發展及生產資產乃就減值作出評估。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) 使用由管理層估計釐定之稅前折現率所得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。

公平值減出售成本乃考慮下列因素估計：

- (i) 使用由管理層估計釐定之稅前折現率所得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) 度量近期市場上於油氣行業內類似資產的交易所示的價值審閱；及

財務資料

(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。

倘資產或其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

開發及生產資產耗損乃基於有關獨立油藏工程師每年採用未來價格及成本所釐定的總估計證實加概算儲量的扣除皇家礦產稅前產量按生產單位法計提撥備。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%餘額遞減法計提撥備。

退役負債

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。於確認負債時，相關資產的賬面值相應增加，稱為退役負債成本，其以生產單位法於扣除皇家礦產稅前於估計證實加概算儲量的年期內耗損。由於已於時間推移及於期內損益扣除累計金額，故負債金額於每個報告期增加。退役負債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。退役負債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。

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極為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。油氣價格波動均或會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

財務資料

氣價格主要受北美洲內的因素所影響，包括北美洲的供求、經濟表現、天氣狀況以及替代燃料的可用性及定價。原油價格主要乃由數項因素帶動，當中包括石油輸出國組織的供應及石油輸出國組織以外的供應、全球原油需求及原油存倉。另外，原油價格亦受到多項地緣政治及經濟事件影響。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。所有該等因素均並非我們所能控制。整體經濟及市場狀況的不利變動亦或會對油氣需求、生產成本、融資工作結果、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，而這或會造成本公司產量減少。鑒於經濟限制考慮，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大幅下降亦或會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。所有該等因素均或會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造成重大不利影響，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或會進一步減低該借貸基礎，因而會減少可用銀行借貸，並或會令我們可能需要償還部分銀行債務。

由於世界經濟的目前狀態，油氣價格預期將於不久將來因該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。價格波動亦使就收購以及開發及勘探項目的回報作出財務預算及預測變得困難。

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(天然氣凝液及凝析油)及原油產品。我們的天然氣售價以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，我們亦訂立銷售協議，以於一段時期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以及截至二零一六年九月三十日止九個月來自原油及天然氣銷售總收益的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

財務資料

年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度以及截至二零一六年九月三十日止九個月來自原油及天然氣銷售總收益的70.4%、76.1%、27.8%及48.0%，對各市場價變動敏感。

下表顯示於往績記錄期間我們的天然氣、原油、天然氣凝液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			截至九月三十日
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	止九個月 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	2.01
平均變現價(每千立方英尺加元) (附註2)	3.53	5.02	2.43	1.70
平均遠期售價(每千立方英尺加元) (附註3)	3.73	4.07	3.95	3.10
平均售價(每千立方英尺加元) ^(附註4)	3.62	4.70	3.61	2.45
原油				
平均市價(每桶加元) ^(附註5)	100.88	102.71	62.29	41.34
平均售價(每桶加元) ^(附註4)	91.92	93.50	49.09	47.14
天然氣凝液				
平均市價(每桶加元) ^(附註5)	53.85	57.37	21.62	20.44
平均售價(每桶加元) ^(附註4)	48.16	51.05	17.98	17.66
凝析油				
平均市價(每桶加元) ^(附註5)	104.70	102.44	60.42	53.54
平均售價(每桶加元) ^(附註4)	96.37	88.92	61.81	49.54

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數量銷售天然氣。
- (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

財務資料

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，並進一步浮動至二零一五年的每千立方英尺2.43加元及二零一六年首九個月的每千立方英尺1.70加元，主要由於市價變動所致。

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，並進一步浮動至二零一五年的每桶49.09加元及截至二零一六年九月三十日止九個月的每桶47.14加元，主要由於市價變動所致。

我們天然氣凝液的平均售價自二零一三年的每桶48.16加元浮動至二零一四年的每桶51.05加元，並進一步浮動至二零一五年的每桶17.98加元及截至二零一六年九月三十日止九個月的每桶17.66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，並進一步跌至二零一五年的每桶61.81加元及截至二零一六年九月三十日止九個月的每桶49.54加元，主要由於市價變動所致。

我們的天然氣售價以AECO天然氣價格作衡量基準，而原油、天然氣凝液及凝析油則以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，以按指定價格及數量於一段時期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以及截至二零一六年九月三十日止九個月，各月的銷售價格及數量波幅導致原油、天然氣凝液及凝析油的平均售價低於平均市價，而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九月三十日止九個月的天然氣平均變現價格則低於平均市價。

更多資料請參閱「行業概覽—全球油氣行業概覽」一節。天然氣、原油、天然氣凝液及凝析油的展望亦為其中一項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的鑽探位置。於二零一六年九月三十日，誠如GLJ所估計，我們的土地持有77個鑽探位置。

於發展及生產階段，產量非常依賴鑽探及生產進度表。於二零一三年一月一日，本公司初步有4個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以及二零一六年九月三十日分別有5個、6個、5個及5個生產井。因此，天然氣產量由二零

財務資料

一三年的4,202,855千立方英尺浮動至二零一四年的5,697,904千立方英尺，並浮動至二零一五年的3,788,831千立方英尺及二零一六年首九個月的5,183,384千立方英尺。天然氣凝液及凝析油為生產天然氣的副產品。天然氣凝液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，並浮動至二零一五年的30,975桶及截至二零一六年九月三十日止九個月的41,488桶。

管理層所作出之價格預測直接影響本公司的產量。倘管理層斷定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的1口。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，並進一步跌至二零一五年的19,536桶，主要由於生產中油井數目於往績記錄期間不斷減少所致。

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921,484桶油當量。

下表顯示我們於往績記錄期間的天然氣、原油、天然氣凝液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 九月三十日 止九個月
	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	5,183,384
原油				
生產油井	4	3	1	1
產量(桶)	50,453	37,395	19,536	16,098
天然氣凝液及凝析油 (天然氣的副產品)				
生產氣井	5	6	5	5
產量(桶)	45,180	29,682	30,975	41,488

我們擬勘探未開發土地位置111,168淨英畝，以透過鑽探及開發GLJ所估計的77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，本公司擬以鑽探Alberta Foothills區域的Basing合共13個鑽探位置為重點。

財務資料

有關我們的三年發展計劃的更多資料，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、原油及天然氣凝液，當中合資格人士報告最少每年提供各礦產的儲量估計，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出開採機會較證實儲量低但開採可能性較可能儲量高的額外儲量。我們的獨立技術專家按基於可用地質、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，包括本身具固有不确定因素的地質及工程估計、政府機關法規影響所及的初始生產率、生產貧化率、儲量及潛在資源量最終回採、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、現時及估計未來商品價格、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表現而或有增減。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确定因素。

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，並估計預期回採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以及截至二零一五年及二零一六年九月三十日止九個月，我們按生產單位法就已開發及生產中資產耗損入賬。我們採用生產單位法主要基於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日以及二零一六年九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。每年修正估計儲量的最重大原因趨向於因自勘探、開發及生產井口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。

財務資料

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，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。

損益及其他全面收益表

	截至十二月三十一日止年度			截至九月三十日止 九個月	
	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
原油及天然氣銷售					
所得收益	23,497	32,424	16,080	12,320	15,151
皇家礦產稅	(3,715)	(5,295)	(1,072)	(1,639)	(1,103)
淨收益	19,782	27,129	15,008	10,681	14,048
經營成本	(5,056)	(5,556)	(3,636)	(2,752)	(4,468)
一般及行政費用	(2,858)	(3,135)	(2,330)	(1,609)	(2,030)
耗損及折舊	(9,374)	(6,977)	(4,596)	(3,486)	(5,513)
勘探及評估資產減值虧損 及撇銷	(363)	(1,786)	(2,364)	(2,359)	(812)
物業、廠房及設備減值虧 損及撇銷	(196)	(1,629)	(750)	(750)	—
以股份為基礎的報酬	—	(1,511)	—	—	(221)
交易費用	—	—	(542)	(61)	(2,260)
經營溢利／(虧損)	1,935	6,535	790	(336)	(1,256)
其他收入	—	—	—	—	7
融資費用	(2,673)	(3,163)	(3,275)	(2,448)	(2,393)
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)	(2,784)	(3,642)
所得稅	—	—	—	—	—
年／期內(虧損)／溢利及 全面收益總額	(654)	3,002	(2,485)	(2,784)	(3,642)

財務資料

收益

下表顯示於往績記錄期間按天然資源類別劃分的除皇家礦產稅前收益明細及其各自佔總收益的百分比：

	截至十二月三十一日止年度						截至九月三十日止九個月			
	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	10,670	86.6	12,712	83.9
原油	4,638	19.7	3,496	10.8	959	6.0	578	4.7	759	5.0
天然氣凝液 及凝析油	3,648	15.6	2,133	6.6	1,438	8.9	1,072	8.7	1,680	11.1
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>12,320</u>	<u>100</u>	<u>15,151</u>	<u>100</u>

我們的收益來自銷售：(i)天然氣；(ii)原油；及(iii)天然氣凝液及凝析油。

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以及截至二零一六年九月三十日止九個月，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12,711,794加元，佔總收益的64.7%、82.6%、85.1%及83.9%。

銷售天然氣所得收益主要視乎天然氣的平均售價及銷量而定。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九個月為5,183,384千立方英尺。天然氣銷量乃視乎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以及二零一六年首九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3.10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極為敏感，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有所溢價。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九個月為每千立方英

財務資料

尺1.70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價，於二零一三年、二零一四年及二零一五年以及二零一六年首九個月分別為每千立方英尺3.62加元、每千立方英尺4.70加元、每千立方英尺3.61加元及每千立方英尺2.45加元。

下表顯示我們的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
截至二零一六年九月三十日止九個月	5,183,384	2.45

銷售原油

於往績記錄期間，本公司向屬加拿大貿易公司的客戶出售原油。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以及截至二零一六年九月三十日止九個月，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758,908加元，佔總收益的19.7%、10.8%、6.0%及5.0%。

銷售原油所得收益主要視乎原油的平均售價及銷量而定。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19,536桶及於截至二零一六年九月三十日止九個月為16,098桶。原油銷量乃視乎Peace River的項目而定。

原油的平均售價對WTI原油價格極為敏感。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加元及於二零一六年首九個月為每桶47.14加元。

下表顯示我們的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
截至二零一六年九月三十日止九個月	16,098	47.14

財務資料

銷售天然氣凝液及凝析油

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凝液及凝析油。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以及截至二零一六年九月三十日止九個月，銷售天然氣凝液及凝析油的所得收益分別達3,648,074加元、2,132,340加元、1,437,464加元及1,680,553加元，佔總收益的15.6%、6.6%、8.9%及11.1%。

銷售天然氣凝液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，天然氣凝液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桶及於二零一六年首九個月為41,488桶。天然氣凝液及凝析油銷量則視乎Alberta Foothills的發展項目而定。

天然氣凝液及凝析油的平均售價均對WTI商品價格極為敏感。天然氣凝液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加元及於二零一六年首九個月為每桶17.66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加元及於二零一六年首九個月為每桶49.54加元。

下表顯示我們的天然氣凝液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
截至二零一六年九月三十日止九個月	41,488	40.51

財務資料

生產成本及總現金經營成本

本公司之生產成本及總現金經營成本包括文件附錄一會計師報告所載之皇家礦產稅及經營成本。

皇家礦產稅

	截至十二月三十一日止年度			截至九月三十日止九個月	
	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、天然氣凝液及凝析油	2,979	4,074	757	1,438	894
原油	736	1,221	315	201	209
	<u>3,715</u>	<u>5,295</u>	<u>1,072</u>	<u>1,639</u>	<u>1,103</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以及截至二零一六年九月三十日止九個月，就天然氣、天然氣凝液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893,715加元，分別佔已付皇家礦產稅總額的80.2%、76.9%、70.6%及81.0%。

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以及截至二零一六年九月三十日止九個月，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209,232加元，分別佔已付皇家礦產稅總額的19.8%、23.1%、29.4%及19.0%。

阿爾伯塔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，皇家礦產稅主要基於皇家礦產稅稅率及皇家礦產稅稅基，其乃以包含計入市價及礦井生產等獨立元素之浮動比例方程式制定。

於往績記錄期間，本公司天然氣的皇家礦產稅稅率介乎5%至33.01%、天然氣凝液(丙烷及丁烷)的皇家礦產稅稅率為30%，而凝析油的皇家礦產稅稅率為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激勵。

於往績記錄期間，本公司原油的皇家礦產稅稅率介乎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)產品營銷及運輸；(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經營成本明細：

	截至十二月三十一日止年度			截至九月三十日止九個月	
	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、天然氣凝液及凝析油					
僱用勞工	589	739	531	396	609
消耗品	426	489	315	232	447
燃料、電力、水及其他服務	1,613	2,462	1,618	1,177	1,810
環保及監察	64	76	86	68	90
產品營銷及運輸	911	1,124	693	534	1,113
非所得稅及其他政府徵費	3	23	102	134	207
小計	<u>3,606</u>	<u>4,913</u>	<u>3,345</u>	<u>2,541</u>	<u>4,276</u>
天然氣、天然氣凝液及凝析油平均經營成本 (每桶油當量加元)	4.84	5.02	5.05	4.82	4.72

財務資料

	截至十二月三十一日止年度			截至九月三十日止九個月	
	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					
僱用勞工	131	89	46	39	35
消耗品	281	176	21	19	7
燃料、電力、水及 其他服務	394	23	52	26	35
環保及監察	7	—	—	—	—
產品營銷及運輸	636	355	154	97	72
非所得稅及其他政府 徵費	1	—	18	30	43
小計	<u>1,450</u>	<u>643</u>	<u>291</u>	<u>211</u>	<u>192</u>
原油平均經營成本 (每桶石油加元)	<u>28.74</u>	<u>17.20</u>	<u>14.94</u>	<u>17.66</u>	<u>11.92</u>
總計	<u>5,056</u>	<u>5,556</u>	<u>3,636</u>	<u>2,752</u>	<u>4,468</u>
平均經營成本 (每桶油當量加元)	6.35	5.46	5.33	5.11	4.85

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以及截至二零一六年九月三十日止九個月，經營成本分別為5,055,775加元、5,556,029加元、3,636,433加元及4,468,369加元。於往績記錄期間，大部分收益乃自銷售天然氣、天然氣凝液及凝析油產生。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以及截至二零一六年九月三十日止九個月的總成本的71.3%、88.4%、92.0%及95.7%，而原油相關業務所產生的經營成本則分別佔28.7%、11.6%、8.0%及4.3%。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以及截至二零一六年九月三十日止九個月的每桶油當量平均經營成本則分別為6.35加元、5.46加元、5.33加元及4.85加元。

財務資料

天然氣、天然氣凝液及凝析油

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以及截至二零一六年九月三十日止九個月，用於天然氣、天然氣凝液及凝析油業務的經營成本分別為3,605,887加元、4,912,795加元、3,344,602加元及4,276,494加元，分別佔總經營成本的71.3%、88.4%、92.0%及95.7%。於往績記錄期間，天然氣、天然氣凝液及凝析油相關業務所產生的經營成本主要包括：(i)燃料、電力、水及其他服務，佔天然氣、天然氣凝液及凝析油業務經營成本的44.7%、50.1%、48.4%及42.3%；(ii)產品營銷及運輸，佔天然氣、天然氣凝液及凝析油業務經營成本的25.3%、22.9%、20.7%及26.0%；及(iii)消耗品，佔天然氣、天然氣凝液及凝析油業務經營成本的11.8%、10.0%、9.4%及10.5%。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以及截至二零一六年九月三十日止九個月的每桶油當量的平均經營成本分別為4.84加元、5.02加元、5.05加元及4.72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以及截至二零一六年九月三十日止九個月，用於原油相關業務的經營成本分別為1,449,888加元、643,234加元、291,831加元及191,875加元，分別佔二零一三年、二零一四年及二零一五年年度以及截至二零一六年九月三十日止九個月的總經營成本的28.7%、11.6%、8.0%及4.3%。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)產品營銷及運輸，佔原油業務經營成本的43.8%、55.2%、52.9%及37.5%；(ii)消耗品，佔原油業務經營成本的19.4%、27.4%、7.2%及3.5%；及(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18.2%。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以及截至二零一六年九月三十日止九個月，每桶石油的平均經營成本分別為28.74加元、17.20加元、14.94加元及11.92加元。

財務資料

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			截至九月三十日止九個月	
	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	729	961
會計、法律及顧問費用	521	684	268	200	241
辦公室租金	494	423	480	351	393
其他	634	481	411	329	435
一般及行政費用總額	<u>2,858</u>	<u>3,135</u>	<u>2,330</u>	<u>1,609</u>	<u>2,030</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以及截至二零一六年九月三十日止九個月，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2,029,788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、保險以及差旅及住宿等。

於往績記錄期間，員工成本(不包括以股份為基礎的報酬)分別為1,209,449加元、1,547,193加元、1,171,435加元及960,848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以及截至二零一六年九月三十日止九個月的一般及行政費用總額的42.3%、49.3%、50.3%及47.3%。

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241,439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以及截至二零一六年九月三十日止九個月的一般及行政費用總額的18.2%、21.8%、11.5%及11.9%。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過渡費用；(ii)年度核數費用；(iii)就所有與法律有關事宜之律師費用；及(iv)儲量評核及申報費用的開支。[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			截至九月三十日止九個月	
	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	2,195	2,143
發債成本攤銷	—	70	318	238	236
增加費用	36	22	20	15	14
融資費用總額	<u>2,673</u>	<u>3,163</u>	<u>3,275</u>	<u>2,448</u>	<u>2,393</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以及截至二零一六年九月三十日止九個月，融資費用分別為2,673,373加元、3,162,897加元、3,275,010加元及2,393,129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。

利息開支指就添置新井口、購買土地以及物業、廠房及設備支付的貸款利息。

國際會計準則第23號規定，借款成本乃作為合資格資產（即需要一段時期方準備用作其擬定用途或銷售者）之成本的一部分資本化。本公司認為國際會計準則第23號之規定並無凌駕於國際財務報告準則第6號第9段的例外情況（容許實體選擇支銷或資本化各類勘探及評估開支）。此乃由於國際財務報告準則第6號界定「勘探及評估開支」為就勘探及評估活動所產生的開支，而其釋義乃屬充足廣泛，可涵蓋該等活動的相關融資。此外，本公司注意到於往績記錄期間，一般需時45至60日鑽探新井，該期間屬短暫，致令本公司認為概無資產需要一段長時期（即遠超過六個月期間）方可完成或準備作其擬定用途。因此，本公司選擇支銷而非資本化於往績記錄期間有關收購物業、廠房及設備以及勘探及評估資產的融資開支乃符合會計政策。

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攤銷。

財務資料

增加費用為於採用按折現率折現的更新棄置撥備現值時確認的費用。有關退役負債的詳情，請參閱本文件附錄一所載的會計師報告附註13。

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			截至九月三十日止九個月	
	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	3,468	5,507
折舊	25	29	26	18	6
耗損及折舊總額	<u>9,374</u>	<u>6,977</u>	<u>4,596</u>	<u>3,486</u>	<u>5,513</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以及截至二零一六年九月三十日止九個月，耗損開支分別為9,348,728加元、6,947,993加元、4,570,467加元及5,506,655加元。於往績記錄期間，耗損開支包括已開發及生產中資產的耗損。

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定，而耗損率則視乎年度產量及年初總證實及概算儲量而定。

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以及截至二零一六年九月三十日止九個月，折舊開支分別為24,969加元、28,794加元、25,636加元及6,383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。

財務資料

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以及截至二零一六年九月三十日止九個月，減值虧損及撇銷分別為558,780加元、3,414,583加元、3,113,202加元及812,452加元。

倘發展及生產資產的賬面值超過其估計可收回金額，則於損益賬中確認減值虧損。於往績記錄期間，減值虧損及撇銷波動主要由於原油及天然氣資源的預測價格下跌以及若干礦權租賃到期，且不重續因若干未發展資產被視為不再具有其他遠景價值的租賃及油氣牌照所致。

以股份為基礎的報酬

截至二零一四年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。截至二零一四年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。

截至二零一六年九月三十日止九個月，以股份為基礎的報酬為221,332加元。截至二零一六年九月三十日止九個月，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所載的會計師報告附註12及14。

交易成本

截至二零一五年十二月三十一日止年度，我們產生交易成本達[編纂]加元，乃由於籌備有待在聯交所[編纂]所致。截至二零一六年九月三十日止九個月，我們產生交易費用[編纂]加元，乃由於籌備申請[編纂]所致。

財務資料

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／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	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。

於往績記錄期間，我們的掉期以加元計值。金融衍生合約及掉期的公平值自金融機構獲悉的報價，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得出。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以及截至二零一六年九月三十日止九個月，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。

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不同時段內的差額。

過往經營業績回顧

截至二零一六年九月三十日止九個月與截至二零一五年九月三十日止九個月比較

收益

我們的收益由截至二零一五年九月三十日止九個月的12,319,780加元增加23.0%至截至二零一六年九月三十日止九個月的15,151,255加元。增加主要反映天然氣、原油及天然氣凝液以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由截至二零一五年九月三十日止九個月的10,669,099加元增加19.1%至截至二零一六年九月三十日止九個月的12,711,794加元。

財務資料

收益增加主要由於截至二零一五年九月三十日止九個月的天然氣銷量由3,017,496千立方英尺增加71.8%至截至二零一六年九月三十日止九個月的5,183,384千立方英尺，被天然氣平均售價由每千立方英尺3.54加元下跌30.8%至每千立方英尺2.45加元所部分抵銷。

銷售原油

我們自原油銷售業務所產生的收益由截至二零一五年九月三十日止九個月的579,129加元增加31.0%至截至二零一六年九月三十日止九個月的758,908加元。收益增加主要由於原油的銷量由截至二零一五年九月三十日止九個月的每桶11,941加元上升至截至二零一六年九月三十日止九個月的每桶16,098加元，被原油平均售價由每桶48.50加元下跌2.8%至每桶47.14加元所部分抵銷。

銷售天然氣凝液及凝析油

我們自天然氣凝液及凝析油銷售業務所產生的收益由截至二零一五年九月三十日止九個月的1,071,552加元增加56.8%至截至二零一六年九月三十日止九個月的1,680,553加元。收益增加主要由於天然氣凝液及凝析油的銷售由截至二零一五年九月三十日止九個月的23,924桶增加至截至二零一六年九月三十日止九個月的41,488桶。增加乃主要由於天然氣凝液的需求增加所致，而其為石油化工加工的主要輸入。

皇家礦產稅

截至二零一五年及二零一六年九月三十日止九個月，皇家礦產稅由1,639,001加元減少32.7%至1,102,947加元。本公司的皇家礦產稅稅率由截至二零一五年九月三十日止九個月的13.3%下降至截至二零一六年九月三十日止九個月的7.3%。

經營成本

截至二零一五年及二零一六年九月三十日止九個月，經營成本由2,752,298加元增加62.4%至4,468,369加元，乃主要由於天然氣、原油、天然氣凝液及凝析油的產量增加所致。

天然氣、天然氣凝液及凝析油

截至二零一五年及二零一六年九月三十日止九個月，天然氣、天然氣凝液及凝析油相關業務的經營成本由2,541,418加元增加68.3%至4,276,494加元，乃主要由於天然氣及天然氣凝液產量增加所致。

原油

截至二零一五年及二零一六年九月三十日止九個月，原油相關業務的經營成本由210,880加元輕微減少9.0%至191,875加元，乃主要由於產品營銷及運輸成本輕微下降所致。

財務資料

一般及行政費用

截至二零一五年及二零一六年九月三十日止九個月，一般及行政費用由1,609,116加元增加26.1%至2,029,788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)由截至二零一五年九月三十日止九個月的729,266加元增加31.8%至截至二零一六年九月三十日止九個月的960,848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九月三十日止九個月，融資費用由2,448,416加元輕微減少2.3%至2,393,129加元。

耗損及折舊

截至二零一五年及二零一六年九月三十日止九個月，耗損及折舊開支由截至二零一五年九月三十日止九個月的3,485,693加元增加58.2%至截至二零一六年九月三十日止九個月的5,513,038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，產量增幅高於總證實加概略儲量增幅，導致耗損率由2.7%下跌至2.1%。

就Peace River而言，產量增幅高於總證實加概略儲量增幅，導致耗損率由11.4%下跌至7.1%。

折舊

截至二零一五年及二零一六年九月三十日止九個月，折舊開支由18,110加元減少64.8%至6,383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九月三十日止九個月的3,108,690元減少約73.9%至截至二零一六年九月三十日止九個月的812,452加元。截至二零一五年九月三十日及二零一六年九月三十日止九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)。於二零一六年九月三十日，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。

財務資料

所得稅

截至二零一五年及二零一六年九月三十日止九個月，概無已付所得稅，主要由於本公司於二零一四年及二零一五年十二月三十一日以及二零一六年九月三十日分別有約116.0百萬加元、115.0百萬加元及112.0百萬加元稅庫以供扣減。

淨虧損

由於上述原因，我們於截至二零一五年九月三十日止九個月錄得淨虧損2,784,233加元及截至二零一六年九月三十日止九個月的淨虧損3,642,293加元。

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由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的每千立方英尺4.7加元下跌至二零一五年的每千立方英尺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，且由於天然氣價格不斷下跌而減少其他氣井的產量，故由二零一四年至二零一五年的產量有所下降。

銷售原油

我們自原油銷售業務所產生的收益由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的每桶93.50加元下跌至二零一五年的每桶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產量有所下降。

銷售天然氣凝液及凝析油

我們自天然氣凝液及凝析油銷售業務所產生的收益由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凝液的售價由二零

財務資料

一四年的每桶51.05加元減少至二零一五年的每桶17.98加元，及凝析油的售價由二零一四年的每桶88.92加元減少至二零一五年的每桶61.81加元。減少主要由於天然氣凝液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，石油化工處理場減慢生產，故於二零一五年天然氣凝液及凝析油的市場需求下降，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加元減少79.8%至1,071,698加元，主要由於產量由二零一四年的1,016,727桶油當量減少至二零一五年的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%下跌至二零一五年的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激勵)退款合共815,970加元所致。

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、天然氣凝液及凝析油的經營成本下降所致。

天然氣、天然氣凝液及凝析油

截至二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度，天然氣、天然氣凝液及凝析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不斷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其中一口氣井所致。

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，原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)原油產量不斷下降，乃主要由於二零一五年關閉Peace River三口生產原油井的生產；及(ii)油價不斷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

截至二零一四年及二零一五年十二月三十一日止年度，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將工資798,070加元撥充資本至勘探及評估以及發展及生產資產所致。

財務資料

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。

耗損

就Alberta Foothills而言，產量的減幅高於總證實及概算儲量減幅，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，而耗損減少乃主要由於在二零一五年暫停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，產量的減幅高於總證實加概算儲量的減幅，導致耗損率由17.0%下跌至10.7%。其次，Peace River耗損基礎減少亦歸因於耗損減少，而耗損下降乃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，折舊開支由28,794加元減少11.0%至25,636加元，乃主要由於一些固定資產已完全折舊所致。

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加元減少約8.8%至截至二零一五年十二月三十一日止年度的3,113,202加元。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加元(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加元(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加元(主要有關本公司所持有的勘探土

財務資料

地獲准屆滿)以及直接撇銷物業、廠房及設備合共541,966加元及有關我們的Dawson現金產生單位的減值虧損合共208,005加元(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

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，乃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115百萬加元稅庫作減項所致。

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加元及於截至二零一五年十二月三十一日止年度錄得淨虧損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

我們的收益由二零一三年年度的23,497,049加元增加38.0%至二零一四年年度的32,423,867加元。增加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由二零一三年年度的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每千立方英尺3.62加元增加至截至二零一四年十二月三十一日止年度的每千立方英尺4.7加元所致。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由二零一三年年度的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

財務資料

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。

銷售天然氣凝液及凝析油

我們自天然氣凝液及凝析油銷售業務所產生的收益由二零一三年的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凝液及凝析油銷量由二零一三年的45,180桶減少至二零一四年的29,682桶所致。減少乃由於重新分配氣體處理廠之產品，以抵銷與氣體處理廠於二零一零年至二零一三年年度因氣體處理器錯誤分配引致的天然氣凝液過度分配數量相等的天然氣凝液銷量。

皇家礦產稅

於二零一三年及二零一四年，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桶油當量增加至二零一四年的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%。上升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幅高於皇家礦產稅的減幅，乃由於天然氣井的NGDDP獎勵優惠及Dawson區域的原油生產有所減少所致。

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。增加主要反映由於產量增加以致天然氣、天然氣凝液及凝析油的經營成本上升。

天然氣、天然氣凝液及凝析油

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、天然氣凝液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、天然氣凝液及凝析油的經營成本所致。

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關閉於Peace River的其中一口原油生產井後導致原油產量不斷下滑；及(ii)油價不斷下跌令原油服務供應商的服務成本增加所致。

財務資料

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加元增加9.7%至3,135,459加元，乃主要由於員工人數有所增加、一次性國際財務報告準則過渡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加元增加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。增加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。增加主要反映：(i)年度及一次性國際財務報告準則過渡費用；(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 legal 費用；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，乃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幅高於二零一三年的尚未清償貸款的實際稅率所致。

有關貸款金額及實際利率的更多資料，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，耗損開支由9,348,728加元減少25.7%至6,947,993加元，乃主要由於Alberta Foothills產生的耗損所致。

就Alberta Foothills而言，產量的增幅低於總證實及概算儲量增幅，導致耗損率由6.5%下跌至4.7%。Alberta Foothills的總證實及概算儲量增加乃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，產量的減幅高於總證實及概算儲量的減幅，導致耗損率由18.8%下跌至17.0%。再者，Peace River的耗損基礎亦

財務資料

自二零一三年至二零一四年下降，此乃主要由於二零一四年暫停新鑽探連同耗損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，折舊開支由24,969加元增加15.3%至28,794加元，主要由於期內新購入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，減值虧損及撇銷由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勘探及評估資產被釐定為不可收回；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。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。

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116百萬加元的稅庫以供扣減。

淨虧損／溢利

我們於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錄得3,001,753加元的淨溢利，主要由於收益增加所致。

財務資料

財務狀況表項目之討論

淨流動資產及負債

下表顯示我們於所示日期的流動資產及流動負債：

	於十二月三十一日			於	於十二月
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	九月三十日	三十一日
	千加元	千加元	千加元	千加元	千加元
					(未經審核)
流動資產					
現金及現金等價物	—	4,975	5,413	3,215	3,966
應收賬款	2,864	4,526	2,298	3,688	3,086
預付開支及按金	450	713	1,459	1,096	1,385
	<u>3,314</u>	<u>10,214</u>	<u>9,170</u>	<u>7,999</u>	<u>8,437</u>
流動負債					
銀行債務	1,832	—	—	—	—
銀行貸款	30,350	—	—	—	—
股東貸款	69,419	—	—	—	—
應付賬款及應計負債	6,315	5,700	2,247	2,727	3,444
其他債項	9,277	—	—	—	—
	<u>117,193</u>	<u>5,700</u>	<u>2,247</u>	<u>2,727</u>	<u>3,444</u>
淨流動(負債)/資產	<u>(113,879)</u>	<u>4,514</u>	<u>6,923</u>	<u>5,272</u>	<u>4,993</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乃主要歸因於：(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。

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乃主要由於：(i)預付開支及按金增加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加元所致。

財務資料

本公司於二零一五年十二月三十一日錄得淨流動資產狀況6,922,943加元，而於二零一六年九月三十日則錄得淨流動資產狀況5,271,986加元。淨流動資產狀況變動乃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九月三十日的3,215,362加元。

本公司於二零一六年九月三十日錄得淨流動資產狀況5,271,986加元，而於二零一六年十二月三十一日（即確定淨流動資產狀況的最後實際可行日期）則錄得淨流動資產狀況4,992,883加元。淨流動資產狀況變動主要由於因應計[編纂]費用增加而導致的應付賬款及應計負債增加所致。

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加至二零一四年十二月三十一日的4,974,910加元，乃主要由於銀行貸款安排改變所致。

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將直接提取以償還銀行貸款，故於二零一三年十二月三十一日的支票戶口結餘為零，而所有未兌現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。

我們的現金及現金等價物由二零一四年十二月三十一日的4,974,910加元增加8.8%至二零一五年十二月三十一日的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的預留現金所致。

我們的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40.6%至二零一六年九月三十日的3,215,362加元，乃主要由於償還銀行貸款所致。

應收賬款

應收賬款指就銷售我們的原油及天然氣產品而自我們的客戶收取的貿易應收款項以及其他應收款項。貿易應收款項週轉天數乃按平均貿易應收款項扣除減值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NGDDP退款1,607,077加元，即於二零一四年度來自阿爾伯塔政府的應收款項。我們的貿易應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，乃由於銷售天然氣、天然氣相關產品（天然氣凝液及凝析油）及原油產品的收益有所增加所致。

財務資料

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三十一日止年度收取的NGDDP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減少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，故於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)我們於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。由於二零一五年的收益減少，我們的貿易應收賬款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60.5%至二零一六年九月三十日的3,687,670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加元所導致的應收吉林弘原款項增加所致。應收吉林弘原款項將於[編纂]前結清。我們的貿易應收賬款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九月三十日的34日。

於二零一六年十月三十一日，本公司已收取約2,381,025加元或於二零一六年九月三十日尚未收回應收賬款的99.4%。

於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日以及二零一六年九月三十日，貿易應收款項的賬齡分析及週轉天數如下：

	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	2,381
1至2個月	—	—	—	—
2至3個月	—	51	—	—
超過3個月	1	—	14	14
總計	<u>2,672</u>	<u>2,658</u>	<u>1,326</u>	<u>2,395</u>
貿易應收款項週轉天數	<u>35</u>	<u>30</u>	<u>45</u>	<u>34</u>

財務資料

於往績記錄期間，我們的貿易應收款項大部分於1個月內。我們的原油及天然氣產品的銷售乃累計後付，並一般於產生銷售後的下一個月的第25個曆日每月結清。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凝液及凝析油所得的副產品銷售收益所致。我們的客戶透過管道自其他生產商的产品運輸至並混合的氣池購買我們的天然氣、天然氣凝液及凝析油。倘天然氣凝液及凝析油的實際與估計交付量不符，則其後會對銷售作出調整。

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	二零一六年
	千加元	千加元	千加元	千加元
貿易應付款項	5,719	2,902	884	579
應計負債	478	2,158	701	1,520
其他應付款項	118	640	662	628
總計	<u>6,315</u>	<u>5,700</u>	<u>2,247</u>	<u>2,727</u>

我們的應付賬款及應計負債包括就開發新鑽探油井的未付發票以及其他應付款項。貿易應付款項及應計負債週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。

我們的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而有未支發票導致二零一三年年末的應付賬款及應計負債結餘所致。與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的同時，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前結清。我們的貿易應付款項及應計負債週轉天數由二零一三年十二月三十一日的70日減少至二零一四年十二月三十一日的63日，乃由於銷售天然氣、天然氣相關產品（天然氣凝液及凝析油）及原油產品的收益增加所致。

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

財務資料

應付賬款及應計負債僅包括應付賣方的經營成本所致。由於二零一五年的收益減少，我們的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。

我們的應付賬款及應計負債由二零一五年十二月三十一日的2,246,728加元增加21.4%至二零一六年九月三十日的2,726,654加元。應付賬款及應計負債增加乃主要由於應計交易成本及開支增加所致。

於二零一六年十月三十一日，約1,908,961加元或於二零一六年九月三十日尚未清償應付賬款及應計負債的72.7%已獲結清。

於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日以及二零一六年九月三十日，貿易應付款項及應計負債的賬齡分析及週轉天數如下：

	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	1,439	2,019	1,252	1,644
1至3個月	4,087	1,616	333	444
超過3個月但少於6個月	671	1,425	—	11
總計	<u>6,197</u>	<u>5,060</u>	<u>1,585</u>	<u>2,099</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>33</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以及二零一六年九月三十日，預付開支及按金分別達449,329加元、713,157加元、1,458,450加元及1,095,608加元。按金的波動乃主要由於政府所拖加的法定皇家礦產稅按金有所變動所致。

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，乃主要由於二零一三年十一月新鑽探的井口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，乃主要由於二零一四年九月新鑽探井口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24.9%至二零一六年九月三十日的1,095,608加元。減少金額為362,842加元，乃由於截至二零一六年九月三十日止九個月遞延融資成本增加被皇家礦產稅按金減少所抵銷所致。

勘探及評估資產

於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日以及二零一六年九月三十日，按現金產生單位劃分之勘探及評估資產明細如下：

	於十二月三十一日			於
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	九月三十日
	千加元	千加元	千加元	二零一六年 千加元
Alberta Foothills及Deep Basin				
Devonian現金產生單位	8,194	11,764	13,500	13,933
Peace River現金產生單位	1,241	1,276	920	[450]
總計	9,435	13,040	14,420	14,383

於往績記錄期間，勘探及評估資產包括本公司勘探項目中的未開發土地以及未估值鑽探及竣工成本，仍待釐定證實或概算儲量。由於提取證實或概算儲量顯示為技術可行及商業可行，故向物業、廠房及設備作出轉賬。勘探及評估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。

勘探及評估資產由二零一三年十二月三十一日的9,435,054加元增加至二零一四年十二月三十一日的13,040,540加元及二零一五年十二月三十一日的14,419,800加元，並於二零一六年九月三十日減少至14,383,237加元。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的增加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，其初步租期全部均為5年。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乃主要由於本公司於二零一五年度於Alberta Foothills新租賃的30,016公頃土地所致，其初步租期全部均為4至5年。

計入我們的勘探及評估資產為合共2,247,609加元的土地，其於二零一七年一月一日到期屆滿。於二零一六年九月三十日後，本公司已遞交申請並獲批准延長本公司於該等土地的租期至二零一七年三月三十一日。本公司將須於截至二零一七年三月三十一日止三個月內進行若干勘探及評估活動。

財務資料

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賬的已開發及生產中資產。已開發及生產中資產按成本減累計耗損、折舊、攤銷及減值虧損計列賬。

於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日以及二零一六年九月三十日，物業、廠房及設備的明細如下。

	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	68,618
Peace River現金產生單位	5,776	3,218	2,332	2,004
辦公室	100	88	68	75
總計	<u>79,848</u>	<u>81,824</u>	<u>76,957</u>	<u>70,697</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、二零一五年十二月三十一日的76,957,111加元及二零一六年九月三十日的70,696,817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井口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井口導致二零一五年十二月三十一日止年度內予以資本化至物業、廠房及設備的鑽探及竣工成本金額較低，且減值虧損及土地屆滿減少了二零一五年年度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8.1%至二零一六年九月三十日的70,696,817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九月三十日止九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，故此該項收回已記錄為物業、廠房及設備減少。

財務資料

於二零一六年九月三十日並無發現減值跡象。管理層於二零一五年九月三十日已識別減值因素並進行減值測試。於截至二零一六年九月三十日止九個月期間，本公司錄得減值虧損208,005加元及物業、廠房及設備直接撇銷541,966加元。

有關更多資本開支的詳情，請參閱「財務資料—流動資金及資本資源—資本開支」一節。

流動資金及資本資源

流動資金

於往績記錄期間，本公司流動資金及資本資源的主要來源一般為經營活動及融資活動所得現金流。本公司流動資金及資本資源的主要用途為鑽探新生產井口及購買未開發土地。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			截至九月三十日止 九個月	
	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	4,282	3,885
投資活動(所用)/所得 淨現金	(8,980)	(18,208)	(5,374)	(4,808)	245
融資活動所得/(所用) 淨現金	288	8,264	449	(1,565)	(6,328)
現金及現金等價物淨增加 /(減少)	—	4,975	438	(2,091)	(2,198)
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	2,884	3,215

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盈利、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。

財務資料

我們於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。

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，主要歸因於：(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九月三十日止九個月自經營活動產生淨現金3,884,767加元，主要歸因於：(i)除所得稅前虧損3,642,293加元；及(ii)若干非現金開支調整(包括耗損及折舊)6,797,390加元所致。

投資活動(所用)／所得淨現金

於往績記錄期間來自投資活動的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資產的資本開支所致。

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。該金額乃主要歸因於有關物業、廠房及設備達8,305,761加元以及勘探及評估資產達674,161加元的開支。

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。該金額乃主要歸因於有關物業、廠房及設備達12,875,521加元以及勘探及評估資產達5,332,807加元的開支。

截至二零一五年十二月三十一日止年度用於投資活動的資金為5,374,055加元。該金額乃主要歸因於有關物業、廠房及設備達1,064,893加元以及勘探及評估資產達4,309,162加元的開支。

截至二零一六年九月三十日止九個月的投資活動所得資金為245,159加元。該金額主要歸因於收回物業、廠房及設備的開支1,100,000加元，由勘探及評估資產達831,544加元的開支抵銷。

融資活動所得／(所用)淨現金

我們於往績記錄期間的融資活動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。

財務資料

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。該金額乃主要歸因於銀行貸款所得款項淨額7,489,620加元，並由：(i)償還銀行債務401,790加元；及(ii)償還貸款6,800,000加元所部分抵銷。

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。該金額乃主要歸因於：(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，並由(i)償還貸款45,952,898加元；(ii)支付銀行債務1,831,820加元；(iii)債務發行成本1,270,000加元；及(iv)購回股份3,373,935加元所部分抵銷。

截至二零一五年十二月三十一日止年度，融資活動所得淨現金為449,018加元。該金額乃主要歸因於：(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，並由償還貸款4,041,345加元所部分抵銷。

截至二零一六年九月三十日止九個月，融資活動所用淨現金為6,328,037加元。該金額乃主要歸因於償還銀行貸款6,278,093加元。

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，以提高我們的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我們的借款及發行股權所撥支。

財務資料

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
				九月三十日
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	止九個月
	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	9,654	9,466	210	278
設施及設備	684	219	—	—
辦公室	40	16	7	12
小計	<u>10,378</u>	<u>9,701</u>	<u>217</u>	<u>290</u>
勘探及評估資產				
未開發土地	540	4,855	1,986	120
已資本化一般及行政開支	—	—	799	331
未估值鑽探及竣工成本	69	1,186	1,092	325
未評估地震數據	—	2	—	—
小計	<u>609</u>	<u>6,043</u>	<u>3,877</u>	<u>776</u>
總計	<u>10,987</u>	<u>15,744</u>	<u>4,094</u>	<u>1,066</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以及截至二零一六年九月三十日止九個月的資本開支為10,987,318加元、15,744,302加元、4,094,147加元及1,065,884加元。

本公司已採納國際財務報告準則「完全成本法」，據此有關我們初級資產的勘探及評估的資本開支並無於本公司之損益及其他全面收益表中列為開支，惟於其財務狀況表中撥充為勘探及評估資產。我們的勘探及評估資產（包括勘探項目的未發展土地及未估值鑽探及竣工成本）乃有待本公司撥充資本的證實或概算儲量釐定。證實或概算儲量一經釐定，則向物業、廠房及設備進行轉讓或自物業、廠房及設備進行轉讓。

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乃主要歸因於：(i)因新井口於二零一三年十一月投產而導致位於Alberta Foothills的井場資

財務資料

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。勘探及評估資產的資本開支與購買主要位於Alberta Foothills的2,432公頃新租賃土地539,878加元有關。

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主要歸因於：(i)因新井口於二零一四年九月投產而導致位於Alberta Foothills的井場資本開支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。勘探及評估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的井場建設導致未估值鑽探及竣工成本增加1,186,128加元所致。

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乃主要歸因於Peace River井場的設備安裝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；及(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。

截至二零一六年九月三十日止九個月，物業、廠房及設備的資本開支收回乃主要歸因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，以及勘探及評估資產因已資本化一般及行政開支增加而增加。

淨流動(負債)／資產狀況

於往績記錄期間，流動資產淨值狀況逐漸改善。我們於二零一三年十二月三十一日錄得流動負債淨額113,879,030加元，並於二零一四年及二零一五年十二月三十一日以及二零一六年九月三十日分別錄得流動資產淨值4,514,170加元、6,922,943加元及5,271,986加元。

財務資料

營運資金陳述

我們預期能夠以下列方式撥支於本文件日期後12個月的125%營運資金需要：

- i. 本公司銷售收益產生的估計現金流入48.5百萬加元^(附註1)；及
- ii. 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))收取的估計現金流入[編纂]加元^(附註2)。

我們預期將於本文件日期後12個月的營運資金主要用作以下用途：

- i. 估計融資費用1.1百萬加元；
- ii. 我們的經營活動所用之估計現金流出18.9百萬加元^(附註1)；
- iii. 鑽探井口的估計資本開支25.5百萬加元^(附註1)；及
- iv. 償還借款28.0百萬加元。

基於上述因素，董事認為，預期經營所得現金流、銀行貸款所得款項、估計[編纂]所得[編纂]及期初手頭現金將足以支持自本文件日期起計至少未來12個月的現時已計劃業務經營、承擔及其他合約責任，且我們就現時要求(自本文件日期起計至少未來12個月)的125%具有充足營運資金。

承擔

於二零一一年十月，本公司就我們的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二零二六年十月三十一日止(公司服務費用各不相同，並視乎交易方每年的審閱)。本公司就兩台壓縮機訂立租賃協

附註1：本公司根據由GLJ(以加拿大為基地的獨立儲量公司)就估計產量、價格、經營成本、皇家礦產稅稅率及資本開支而編製的合資格人士報告作出估計。該等估計預期不會與實際結果存在重大偏差。

附註2：約3.9百萬加元的交易成本已於二零一五年及二零一六年產生。於未來12個月，本公司自[編纂]收取的[編纂]總額為約40.6百萬加元，而將產生的估計交易成本約為2.5百萬加元。不計及於二零一五年及二零一六年產生的交易成本，本公司於未來12個月將收取的估計現金流入為約38.1百萬加元。

財務資料

議；首台壓縮機的租賃為二零一二年九月八日至二零一七年九月七日，所規定每月租賃付款為12,650加元，而第二台壓縮機的租賃為二零一三年八月十二日至二零一六年八月十一日，每月租賃付款為22,000加元。下列金額所代表的運輸服務承擔費^{附註5}乃基於管理層的最佳估計：

	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
辦公室物業租賃				
少於1年	504	511	587	587
1至3年	1,098	1,108	587	147
4至5年	521	—	—	—
總計	<u>2,123</u>	<u>1,619</u>	<u>1,174</u>	<u>734</u>
運輸公司費用				
少於1年	484	431	483	1,157 ^{附註1}
1至3年	967	842	967	15,927 ^{附註2}
4至5年	967	820	967	12,881 ^{附註3}
5年後	1,330	752	363	23,161 ^{附註4}
總計	<u>3,748</u>	<u>2,845</u>	<u>2,780</u>	<u>53,126</u>
租賃壓縮機				
少於1年	416	416	314	127
1至3年	833	418	104	—
4至5年	—	—	—	—
總計	<u>1,249</u>	<u>834</u>	<u>418</u>	<u>127</u>

附註：

- 1 該金額指直至二零一七年九月三十日的履約運輸服務費用。
- 2 該金額指由二零一七年十月一日起至二零二零年九月三十日止三年期間的履約運輸服務費用。

由於根據證實加概算儲量，於二零一七及二零一八年的平均氣體運輸需求將分別為每日35.3百萬立方英尺及每日37.5百萬立方英尺，而根據證實加概算儲量及本公司的三年發展計劃項下之最佳估計風險前潛在資源量，於二零一九年則將為每日44.5百萬立方英尺，故我們已平均分配NGTL的FT-R服務於二零一七年及二零一八年分別為每日18.6百萬立方英尺、每日65.0百萬立方英尺，而於二零一九年則為每日110.0百萬立方英尺。根據管理層的最佳

財務資料

估計，有關額外分配NGTL的FT-R服務於二零一七年、二零一八年及二零一九年的履約運輸服務費分別為零、1.5百萬加元及3.7百萬加元。根據我們的經驗，我們已有能力安排可使用的FT-R服務轉移至其他生產商並納入我們的生產時間表內。我們認為，倘我們並無充足生產以達致已分配的運輸量，我們將有能力轉移該等額外容量至NGTL系統的其他第三方生產商。詳情請參閱本文件「業務—三年發展計劃—氣體加工能力、運輸支授及資源—(b)運輸」及「業務—運輸」各節。

- 3 該金額指由二零二零年十月一日起至二零二二年九月三十日止兩年期間的履約運輸服務費用。
- 4 該金額指由二零二二年十月一日起計的履約運輸服務費用。
5. 運輸服務承擔費為期內每月稅費的總和。每月稅費乃按合約數量及FT-R服務項下的延遲時間表。

於往績記錄期間，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 (加元)
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2.92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	二零一六年十月一日至二零一六年十月三十一日	1,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.59元
天然氣	二零一六年十月一日至二零一六年十月三十一日	1,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.54元
天然氣	二零一六年十月一日至二零一六年十月三十一日	2,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.53元
天然氣	二零一六年十月一日至二零一六年十月三十一日	2,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.58元
天然氣	二零一六年十一月一日至二零一六年十一月三十日	3,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳3.02元
天然氣	二零一六年十二月一日至二零一六年十二月三十一日	2,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳3.06元
天然氣	二零一六年十二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3.21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3.00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	2,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.97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3.03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	2,000千兆焦耳／日	每千兆焦耳2.94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3.10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

財務資料

商品	年期	數量	價格 (加元)
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

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			於九月 三十日	於十二月 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	39,302	35,622
銀行債務	1,832	—	—	—	—
無抵押：					
股東貸款	69,418	—	—	—	—
銀行貸款及股東貸款總計	<u>101,600</u>	<u>47,121</u>	<u>45,580</u>	<u>39,302</u>	<u>35,622</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>	—	—	—	—
其他債項總計	<u>9,277</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>47,121</u>	<u>45,580</u>	<u>39,302</u>	—
借款總計	<u>110,877</u>	<u>47,121</u>	<u>45,580</u>	<u>39,302</u>	—
實際利率(每年)	<u>2.4%</u>	<u>6.8%</u>	<u>6.6%</u>	<u>6.5%</u>	—

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以及二零一六年九月三十日，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39,302,042加元。

於二零一六年十二月三十一日(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35,622,328加元，而信用狀合共達558,000加元為尚未清償。於二零一六年十二月三十一日(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36,180,328加元及未動用銀行融資總額為13,819,672加元。

於二零一六年十二月三十一日，我們的借款總額由二零一五年十二月三十一日的45,580,135加元減少21.8%至二零一六年十二月三十一日的35,622,328加元。

銀行債務

我們的銀行債務由二零一三年十二月三十一日的1,831,820加元減少至二零一四年十二月三十一日的零加元，並於二零一五年十二月三十一日及二零一六年九月三十日以及二零一六年十二月三十一日維持於零加元。

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，所有未支付支票均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，銀行債務於二零一四年十二月三十一日減少至零。

銀行貸款

我們的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加元增加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加元及二零一六年九月三十日的39,302,042加元以及二零一六年十二月三十一日的35,622,328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，此乃由於取得的新增銀行貸款信貸融資總額高於舊銀行貸款協議所致。增加的借款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加元及二零一六年九月三十日的39,302,042加元以及二零一六年十二月三十一日35,622,328加元，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100,000,000加元的循環融資及一項100,000,000加元的定期融資。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、竣工及收購地面設備，以及B批最多90,000,000加元

財務資料

可用於其他借貸方批准的日後發展計劃。A批定期融資已於截至二零一六年九月三十日止九個月屆滿。B批定期融資於二零一七年十月十九日屆滿。於二零一四年、二零一五年十二月三十一日及二零一六年九月三十日，概無信貸融資項下未償還之金額。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。

所有融資項下尚未償還本金額於二零一八年十月二十日到期。可供動用信貸額度須經貸款人每半年進行檢討，檢討將於任何指定年度的三月一日及九月一日前完成。信貸融資及借款基礎可由貸款人因儲備、商品價格及其他因素變動而予以調整。借款基礎減少可導致信貸融資減少。倘信貸融資減少，則本公司不論信貸融資是否到期均有60日償還任何差額，或質押按貸款人全權認為金額足以補足該借款基礎差額的額外抵押品予貸款人。本公司在此融資條款項下須符合的若干財務基礎契諾如下：(1)保持營運資金比率（流動資產與流動負債之比率）高於1比1；(2)保持債務覆蓋比率（總債務與營運現金流量淨額之比率，定義見融資協議）低於4比1（二零一六年一月一日開始下調至3比1）；(3)保持利息覆蓋比率（營運現金流量淨額（定義見融資協議）與利息開支之比率）高於4比1；及(4)保持經調整現值比率（儲備基準）高於1.7比1（二零一六年一月一日開始上調至2.0比1）。此外，除非透過股權墊款撥付資金，否則本公司不得超逾相等於營運現金流量淨額（定義見融資協議）11%的一般及行政費用上限（「一般及行政上限」）。於二零一四年及二零一五年十二月三十一日費用上以及二零一六年九月三十日，本公司已遵守融資項下的所有契諾及條款。於二零一六年十二月二十二日，本公司於截至二零一六年十二月三十一日止三個月期間取得一般及行政上限的一次性增幅，據此一般及行政費用可超過淨經營現金流量的11%至最高200,000加元。上述契諾及條款所載之所有條款均由貸款人界定。

該長期信貸融資乃以（其中包括）(i)於所有現有及之後收購的不動產及動產（包括我們的主要生產天然氣及油儲量）之擔保權益及有關本公司授予的若干油氣牌照之固定押記；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（將於[編纂]前解除）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，包括有關我們的營運資金、債務覆蓋率、利息覆蓋率及現值的財務契諾。根據信貸融資，倘出現未經借貸方同意的控制權變動亦屬違

財務資料

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高級職員。

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。

於二零一六年九月三十日，我們已提取按實際年利率6.5%計息的循環融資39,302,042加元，而定期融資則為零加元。為降低我們的整體融資成本，本公司擬根據我們的營運資金規定及發展計劃於整個年度內減少我們的銀行借款。

股東貸款以及來自僱員及承包商的貸款

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、免息及須按要求償還。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加元貸款。結欠吉林弘原的餘款6,652,339加元已於二零一四年年度以現金償還。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。

下列為股東貸款金額轉換為普通股及／或以現金償還之對賬。

	<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>

來自僱員及承包商貸款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。

財務資料

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九月三十日止九個月，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以及截至二零一六年九月三十日止九個月，長期銀行借款的加權平均利率分別為0%、6.773%、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九月三十日止九個月，加權平均利率分別為12.4%、13.0%、0%及0%。

董事已確認，我們於履行責任方面上概無遇到困難，且我們過往亦能於銀行借款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。

退役負債

於往績記錄期間，退役負債乃基於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、廢棄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。

以下為本公司退役負債的對賬：

	於十二月三十一日			於九月三十日
	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	[63]
已產生負債	210	121	—	—
增加費用	36	22	20	[14]
年／期末結餘	<u>1,366</u>	<u>1,617</u>	<u>1,765</u>	<u>[1,842]</u>

我們的退役負債由二零一三年十二月三十一日的1,366,299加元增加至二零一四年十二月三十一日的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井口所致。我們的退役負債由二零一四年十二月三十一日的1,616,614加元增加至二零一五年十二月三十一日的1,764,990加元。二零一四年至二零一五年的增加乃主要由於廢棄及收回石油及天然氣資產的估計成本增加所致。我們的退役負債由

財務資料

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九月三十日的1,841,816加元。增加主要由於廢棄及收回天然氣及原油資產的估計成本增加所致。

或然負債

於最後實際可行日期，我們概無重大或然負債。

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」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重大資產負債表外交易或安排。

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自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以及二零一六年九月三十日，應收賬款包括應收原油及天然氣買方款項分別為2,671,816加元、2,657,939加元、1,326,217加元及2,395,462加元，以及其他應收款項分別為192,453加元、1,868,123加元、971,531加元及1,292,208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以及二零一六年九月三十日，貿易應收款項的69.4%、81.5%、74.9%及[74.3]%乃分別為應收自我們的最大客戶，而貿易應收款項的88.7%、99.9%、82.3%及94.4%乃分別為應收我們的三大客戶。

應收賬款及現金結餘超過已擔保最低金額的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以及二零一六年九月三十日，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以及二零一六年九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以及二零一六年九月三十日，分別為2,671,473加元、2,657,816加元及1,311,734加元及[2,381,025]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以及二零一六年九月三十日，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以及二零一六年九月三十日，其銀行貸款的現行利率有百分

財務資料

之一的變動會導致對其年收入造成303,500加元、471,000加元、455,800加元及393,020加元的估計變動。於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日以及二零一六年九月三十日，本公司概無訂立利率掉期合約。

市場風險

市場指標(例如商品價格、匯率及利率)的市場風險變動將會影響本公司金融工具的估值、本公司債務水平以及其溢利及經營所得現金流。市場風險管理之目的為管理及控制市場風險於可接受範圍內，並取得最大回報。商品價格風險為公平值或未來現金流量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年度，本公司利用商品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年度訂立的衍生金融工具：

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	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)

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九月三十日止九個月訂立任何衍生金融工具。

敏感度分析及風險管理

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溢利的主要外部因素，闡明假設性波動對財務表現的影響。該等因素為：(i)我們的天然氣銷售的銷量；及(ii)我們的天然氣銷售的平均售價。

財務資料

銷量

以下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性波動影響。我們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我們向市場輸出的過往銷量變動而釐定。

	截至十二月三十一日止年度			截至 九月三十日 止九個月
	二零一三年 淨溢利增加	二零一四年 淨溢利增加	二零一五年 淨溢利增加	二零一六年 淨溢利增加
銷量增加				
30%	4,558,977	8,038,511	4,104,958	3,813,600
60%	9,117,954	16,077,023	8,209,916	7,627,200
90%	13,676,931	24,115,534	12,314,875	11,440,800
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)	(3,813,600)
(60%)	(9,117,954)	(16,077,023)	(8,209,916)	(7,627,200)
(90%)	(13,676,931)	(24,115,534)	(12,314,875)	(11,440,800)

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以及截至二零一六年九月三十日止九個月，倘我們的天然氣銷量分別增加4.3%、18.2%及28.7%，我們的淨溢利則會變成收支平衡。截至二零一四年十二月三十一日止年度，倘我們的天然氣銷量減少11.2%，我們的淨溢利則會變成收支平衡。

財務資料

平均售價

以下敏感度分析闡明我們的天然氣平均售價假設性波動對我們的淨溢利的影響。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，其與於往績記錄期間Canadian Gas Price Reporter的過往天然氣價格相符。

加元／千立方英尺	截至十二月三十一日止年度			截至 九月三十日 止九個月
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一六年
	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)	2,838,152
4.00	1,614,830	(4,003,422)	1,472,130	8,021,536
5.00	5,817,685	1,694,482	5,260,961	13,204,920
6.00	10,020,540	7,392,386	9,049,792	18,388,304

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以及截至二零一六年九月三十日止九個月，倘我們的天然氣平均售價分別為3.77加元、4.18加元、4.27加元及3.16加元，我們的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，我們已就多個時段的固定每日產量與Macquarie Energy訂立遠期銷售協議。根據任何銷售協議的最高潛在風險為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。有關我們銷售協議的更多資料，請參閱本文件「業務—銷售及營銷—天然氣銷售安排」一節。

財務資料

主要財務比率

下表顯示我們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	九月三十日 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	2.93 倍
速動比率	(流動資產－存貨)／流動負債	0.03 倍	1.79 倍	4.08 倍	2.93 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%	78.8%

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以及二零一六年九月三十日分別為0.03倍、1.79倍、4.08倍及2.93倍。我們的速動比率乃按流動資產減存貨後再除以流動負債，於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日以及二零一六年九月三十日分別為0.03倍、1.79倍、4.08倍及2.93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。截至二零一六年九月三十日止九個月之流動比率及速動比率下降乃由於現金減少所致。

資產回報

資產回報為年度(虧損)／溢利及全面收益總額除以年末總資產。我們於二零一三年、二零一四年及二零一五年年度以及截至二零一六年九月三十日止九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、於二零一四年年度錄得溢利及全面收益總額3,001,753加元、於二零一五年年度錄得虧損及全面收益總額2,485,093加元，以及截至二零一六年九月三十日止九個月錄得虧損及全面收益總額3,642,293加元。

財務資料

權益回報

權益回報為本公司擁有人應佔年度(虧損)／溢利及全面收益總額除以年末總權益。我們於二零一三年、二零一四年及二零一五年年度以及截至二零一六年九月三十日止九個月的權益回報分別為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九月三十日止九個月的虧損及全面收益總額3,642,293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。總債務指於二零一三年、二零一四年及二零一五年十二月三十一日以及二零一六年九月三十日的銀行債務、銀行貸款、股東貸款及其他債務。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以及二零一六年九月三十日的資產負債比率分別為-427.1%、90.9%、87.9%及78.8%。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%，乃由於在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增加了總權益及償還銀行貸款減少了總債務所致。截至二零一六年九月三十日止九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、盈利、財務狀況、現金需求及可用性以及董事於有關時刻可能視為相關的其他因素後，可能於未來宣派股息。任何宣派、派付及股息金額將根據我們的組織章程文件及阿爾伯塔公司法作出。此外，董事可不時基於我們溢利在認為合理的情況下派付該等中期股息，或按董事認為適當的金額及日期派付特別股息。股息僅可從我們的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酌情決定。

本公司於往績記錄期間概無宣派或派付任何股息。我們並無固定的派息比率。

財務資料

可供分派儲備

本公司於二零一六年九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。基於載列於文件的指示性價格範圍中位數，我們所承擔的[編纂]費用總額約達[編纂]加元，其中約[編纂]加元預期將於二零一七年[編纂]後[編纂]。其餘金額包括約[編纂]加元，其中約[編纂]加元已於二零一五年的損益中扣除，約[編纂]加元已於截至二零一六年九月三十日止九個月的損益中扣除，估計[編纂]加元將於截至二零一六年十二月三十一日止三個月的損益中扣除及[編纂]加元將於截至二零一七年十二月三十一日止年度的損益中扣除。

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，我們的財務及貿易狀況或前景自二零一六年九月三十日起並無重大不利變動，而自二零一六年九月三十日(包括截至二零一六年十二月三十一日止三個月)起，概無重大影響本文件附錄一所載會計師報告所示的資料的事件。

截至二零一六年十二月三十一日止年度的虧損估計

我們的董事估計，按本文件附錄三所載的基準，且如無不可預見的情況，截至二零一六年十二月三十一日止年度的本公司擁有人應佔估計虧損如下：

本公司擁有人應佔估計虧損⁽¹⁾ 不超過2.5百萬加元

本公司未經審核備考估計每股損失⁽²⁾ 不超過[編纂]加元

財務資料

附註：

- (1) 虧損估計由董事根據本公司截至二零一六年九月三十日止九個月經審核業績及本公司截至二零一六年十二月三十一日止三個月基於管理賬目之未經審核業績編製，並由董事全權負責。虧損估計的編製基準在所有重大方面與會計師報告（其全文載於本文件附錄一）所載本公司一般採納的會計政策一致。
- (2) 未經審核備考估計每股虧損乃按截至二零一六年十二月三十一日止年度本公司擁有人應佔估計業績及合共[編纂]股股份計算。於計算估計每股虧損時並無計及因行使[編纂]而可予發行的任何股份。

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，海外發行人的年度賬目須由聲譽良好的執業會計師（無論屬個人、事務所或公司）審計。有關個人、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對核數師的要求及遵守國際會計師聯會發出的獨立性聲明所規定的程度，而倘海外發行人已在或將在聯交所作主要[編纂]，核數師必須為：

- (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的資格；或
- (b) 聯交所接納的會計師事務所，其須擁有國際稱譽及名聲，並為一個獲認可會計師團體的會員。

加拿大*Calgary*特許專業會計師KPMG LLP自二零一二年起一直為本公司的核數師。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。KPMG LLP將繼續擔任本公司核數師，直至下屆股東週年大會為止。

本公司已尋求確認且聯交所已確認，KPMG LLP為根據上市規則第19.20(2)條之規定獲聯交所接納的會計師行，理據為：

- (a) KPMG LLP及畢馬威會計師事務所（香港執業會計師）均屬於KPMG International Cooperative的成員事務所。KPMG LLP為附屬於KPMG International Cooperative的KPMG獨立成員事務所網絡的成員事務所；

財務資料

- (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，其成立乃為支持統一加拿大的會計專業。CPA Canada支持數個獨立委員會及監督理事會。該等委員會訂立及維持會計及審核標準，以為公眾利益服務。監督理事會委任委員會成員，並監督及為委員會活動提供意見，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督委員會註冊，並須受其檢查。KPMG LLP乃受阿爾伯塔的監管團體加拿大公眾責任局獨立監督。阿爾伯塔自身為國際證券事務監督委員會組織關於諮詢、合作及信息互換的多邊諒解備忘錄的締約方。
- (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我們的年度賬目。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。