

概覽

本公司總部位於加拿大阿爾伯塔，主要從事天然氣與原油的勘探及生產，其中天然氣為公司的重點業務。我們集中在加西盆地透過收購、勘探、開發及生產以達致長期增長。

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，而於二零一六年首九個月的平均產量約達 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，我們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，我們擁有三個核心區域：

- 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。

於二零一六年九月三十日，按照 GLJ 的估計，我們持有合共 77 個鑽探井位，其中五個分配為證實、概算加可能儲量，八個分配為潛在可採資源量及 64 個分配為遠景可採資源量。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可採資源量為 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，請參閱載於本招股章程附錄四之合資格人士報告。

於最後實際可行日期，我們於Basing持有五個生產井，而另外一個井則已經自願及暫時關閉，且我們於Dawson持有兩個生產井，而另外一個井則已經自願及暫時關閉。

我們的長期業務策略為通過持續勘探及開發於三個核心勘探及生產區域的天然氣及石油資產基地，提升儲量、生產及現金流量，從而提升股東價值。

下圖為三個加拿大阿爾伯塔核心增長區域之位置。

我們的三個核心增長區域



我們相信我們擁有多項有助實行長期業務策略的主要優勢，包括：

- 經濟及優質資源基礎；
- 本公司大面積土地蘊含的資源規模；
- 資源位置及市場進入；
- 持有單一經營控制權及土地擁有權；及
- 管理層及技術團隊具備豐富經驗，行內往績彪炳。

本公司已確立我們於加西盆地的若干油氣礦產的可行性，並正處於三年發展計劃的早期。我們的重點為：

- 通過項目中井鑽探、勘探及開發，來開發我們區塊內富含天然氣凝液資源；及
- 尋找進一步機會盡量提高股東價值。

我們的目標為將油氣生產率由二零一六年首九個月的平均生產率由每日3,363桶油當量提升至二零一九年約每日5,448桶油當量(按照證實加可能儲量)及額外每日2,389桶油當量(按照最佳估計風險前潛在可採資源量)。

我們的主要優勢

我們相信以下優勢將推動我們的增長，使我們從競爭對手中脫穎而出：

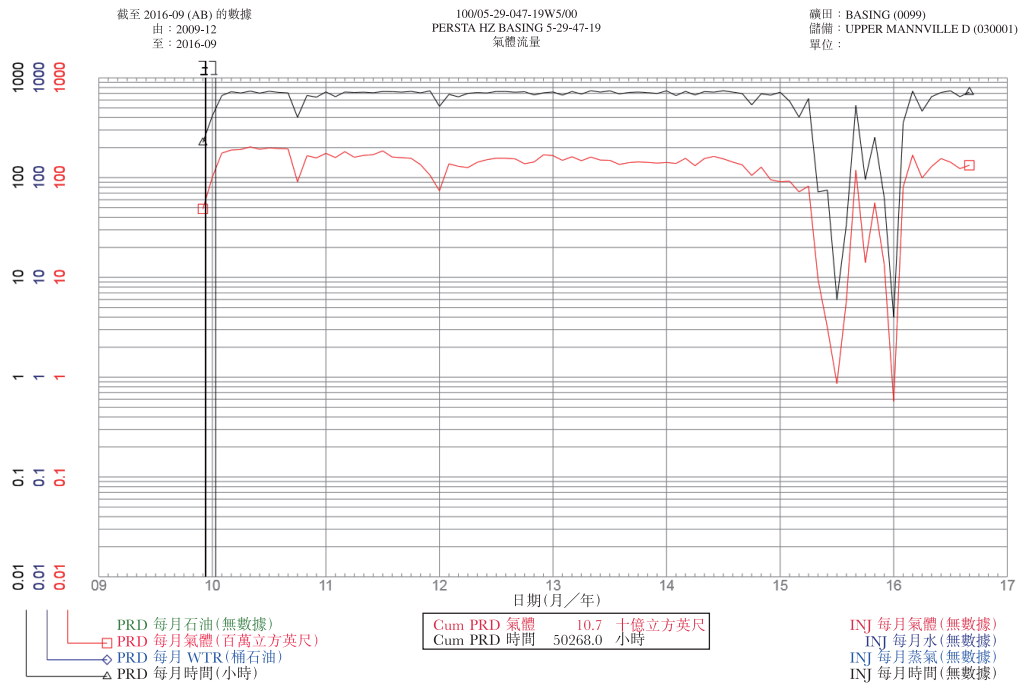
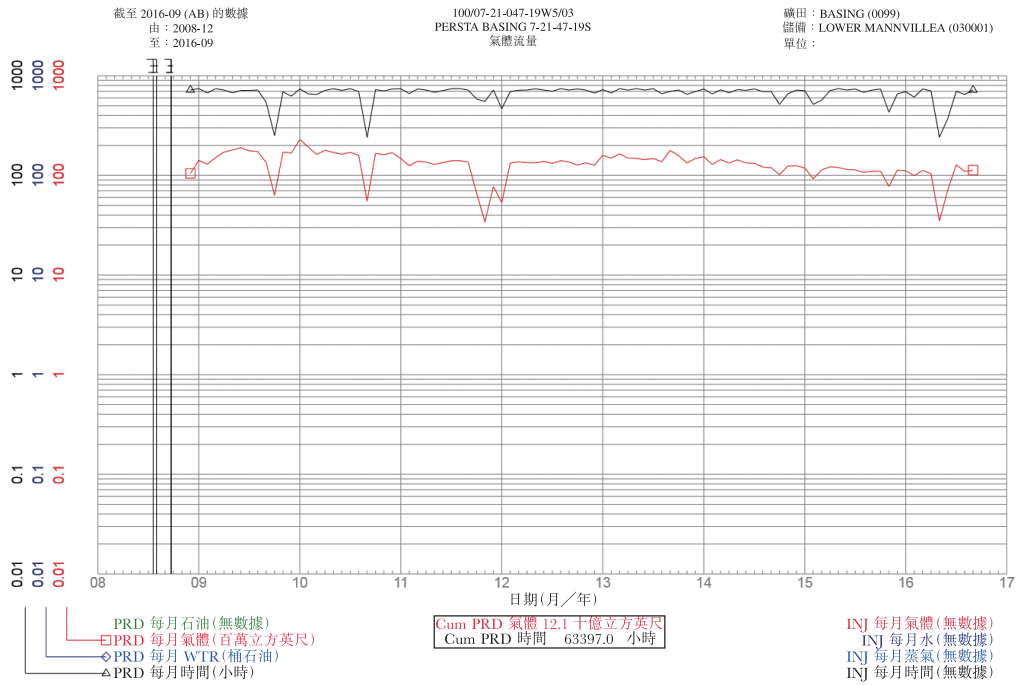
經濟及優質資源基礎

Spirit River組合(包括稱為Wilrich及Mountain Park的構造)為位於加拿大西部加西盆地的富含油氣儲層。Spirit River組合為我們在Alberta Foothills的主要天然氣開發目標。

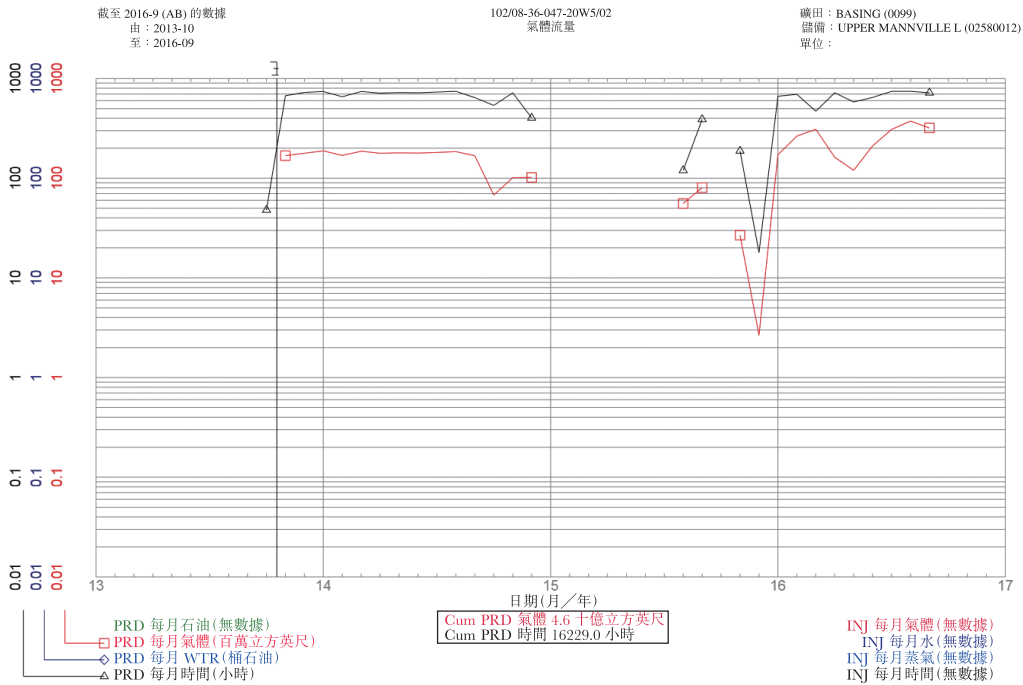
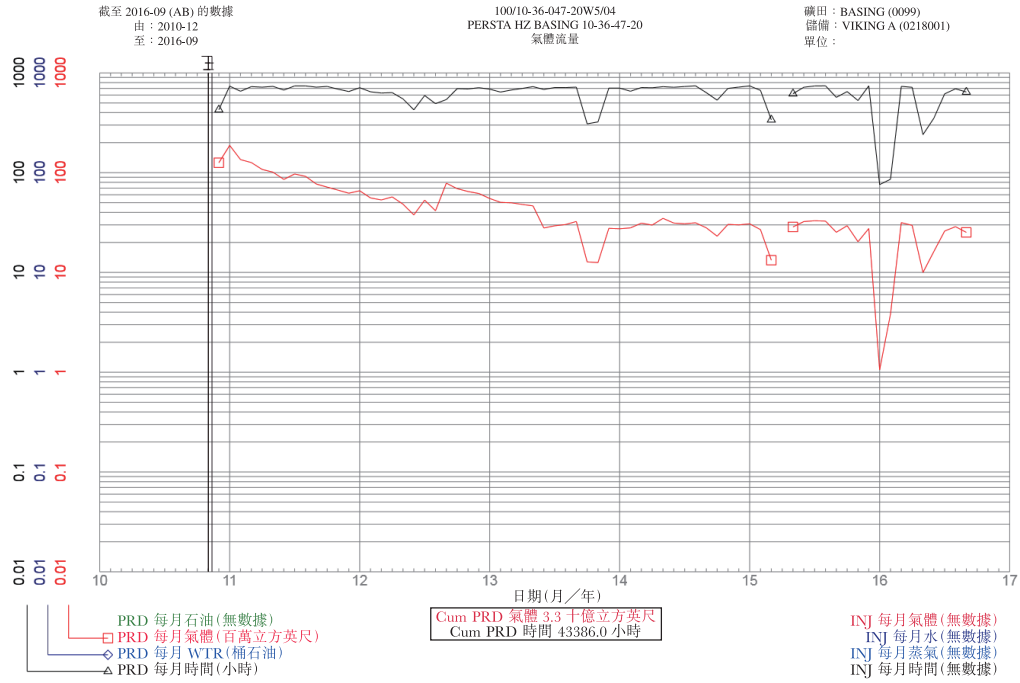
我們於Alberta Foothills的Basing區塊的氣井已展示出高生產率及低遞減率的經濟特質。

我們於Alberta Foothills區域的天然氣生產於二零零八年十二月開始。於二零一六年九月三十日，我們已累積生產約34.2十億立方英尺無硫天然氣及約289,332桶凝析油及天然氣凝液。下圖顯示自二零零八年十二月至二零一六年九月來自我們於Basing的五口生產井的天然氣生產趨勢。

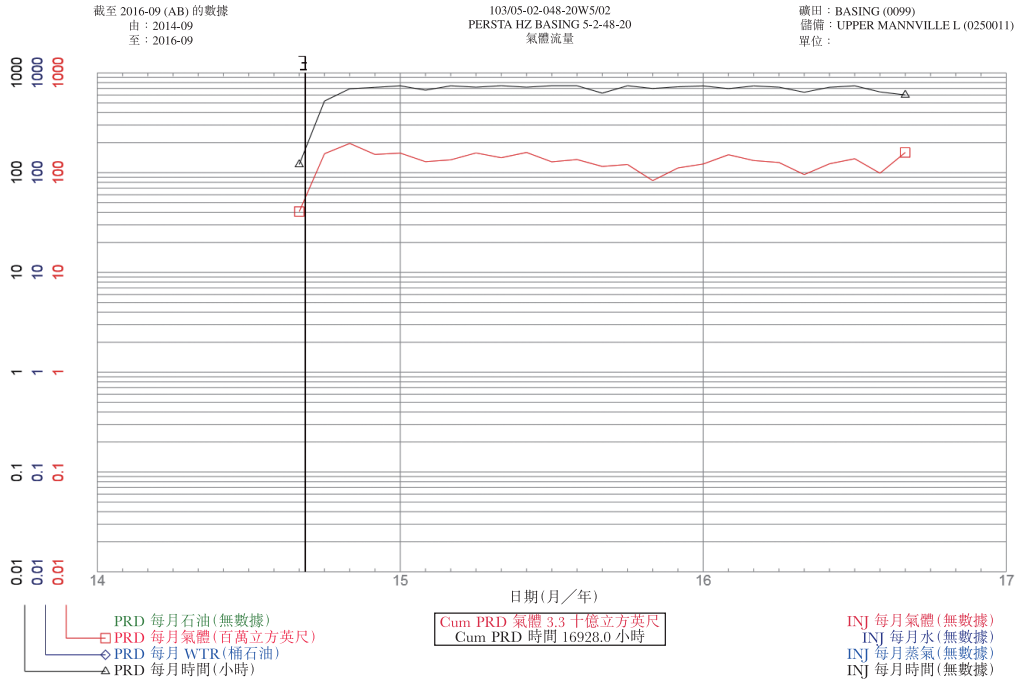
我們的五口氣井自二零零八年十二月至二零一六年九月的生產趨勢



業 務



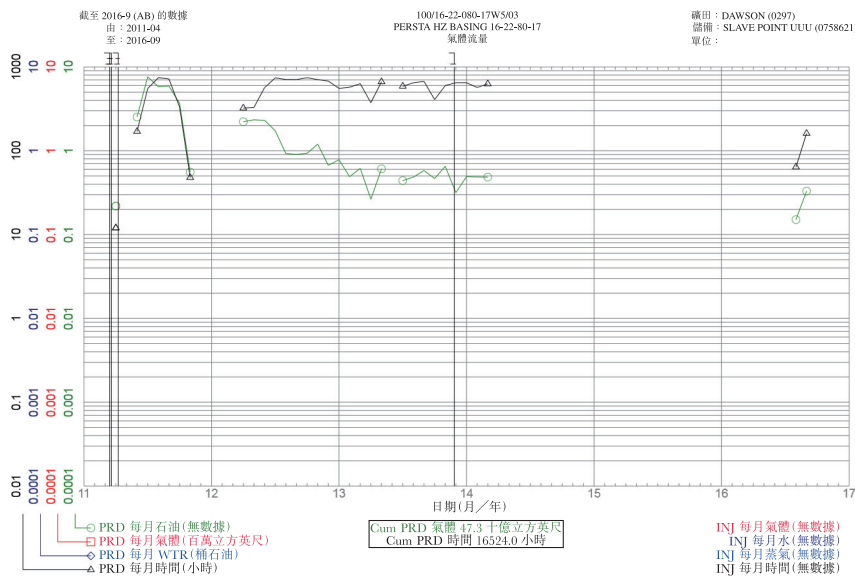
業 務

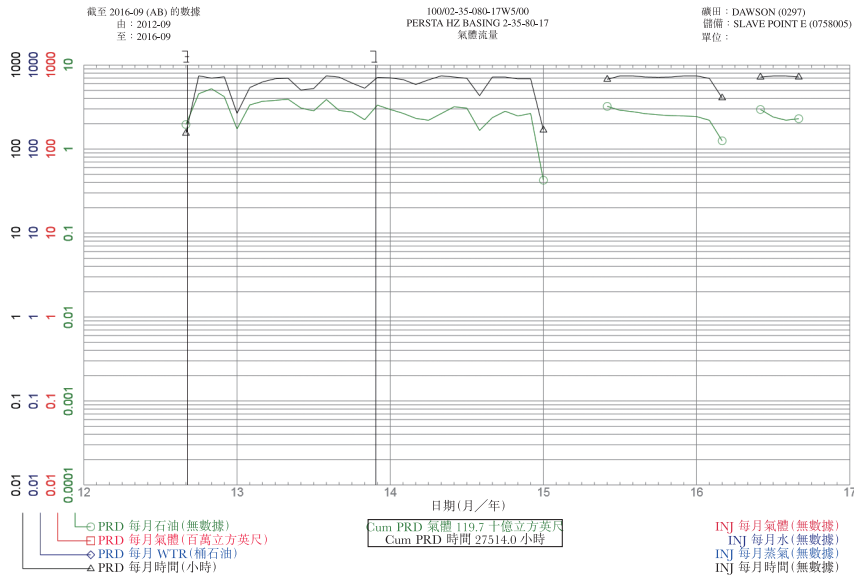


於二零一六年九月三十日，我們於Peace River區域Dawson的輕質原油生產已累積約達201,928桶輕質原油。

下圖顯示自二零一一年四月至二零一六年九月來自我們於Dawson兩口生產井的輕質原油生產趨勢。

我們的兩口輕質原油井自二零一一年四月至二零一六年九月的生產趨勢





公司大面積土地蘊含的資源規模

於最後實際可行日期，我們控制 114,528 淨英畝的土地（即約 111,168 淨英畝的未開發土地）。

我們儲備了擬供公司今後若干年勘探的鑽探井位，其概括了我們位於加西盆地未開發土地的建議鑽探地點。根據合資格人士報告，於二零一六年九月三十日，我們持有共 77 個鑽探井位，其中五個已指定為證實加可能儲量、八個為潛在可採資源量及 64 個為遠景可採資源量。於二零一六年九月三十日，GLJ 估計我們持有總證實儲量 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 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），評估淨現值（稅後，按 10% 折現率及按 GLJ 的預測價格）約為 119.4 百萬加元，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可採資源量 10,396 千桶油當量（其中約 4.9% 為原油、凝析油及其他天然氣凝液，餘下 95.1% 為天然氣），及最佳估計風險前總遠景可採資源量 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）。

業 務

下表顯示我們於二零一六年九月三十日基於GLJ於二零一六年十月一日生效的價格預測的儲量及資源數據：

儲量數據	總儲量		生產井			鑽探位置			稅後淨現值10%*
	總值	淨值	生產井數目	總值	淨值	盤點數目***	總值	淨值	
證實(1P)**	12,099	10,294	7	5,333	4,419	4	6,766	5,875	87.4
證實+概算(2P)**	17,666	14,680	7	7,444	6,073	5	10,222	8,607	119.4
證實+概算+可能(3P)**	22,562	18,430	7	9,581	7,727	5	12,981	10,703	
潛在可採資源量** (風險前最佳估計)	10,396	9,061				8	10,396	9,061	
遠景可採資源量** (風險前最佳估計)	67,526****	58,486****				64****	67,526****	58,486****	

* 此指未來淨收益，加上成本回收及減去已作出的增值稅、皇家礦產稅、未來資金成本及營運開支。未來淨收益指已扣除所得稅後及已按年利率10%折現(顯示以表示時間對金錢價值的影響)，以釐定其淨現值。於本招股章程所示的未來淨收益不應構成本公司物業的公平市值。於釐定稅後淨現值10%時以兩種方式將預期資金入賬。第一種為將資金包括在開支之內，並會每年折現及因應降低淨現金流量。第二種為開發資金增加本公司的未用稅項扣額。有關釐定未來淨收益及稅後淨現值10%時所用的基準及假設的進一步資料，請見本招股章程附錄四合資格人士報告第IV-71頁。有關與淨現值有關的風險，請見本招股章程中「風險因素—本招股章程所呈列的儲量及資源數據、數量及現值計算均僅為估計，而實際結果可能有所不同」一節。

** 於二零一六年九月三十日，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可採資源量為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，請參閱載於本招股章程附錄四之合資格人士報告。

*** 於最後實際可行日期，本公司合共持有77個鑽探位置。5個鑽探位置已分配至證實、概算及可能(其包括4個分配至證實儲量及僅1個位置分配至概算及可能儲量)。8個鑽探位置已獲分配為潛在可採資源量。64個鑽探位置已獲分配為遠景可採資源量。

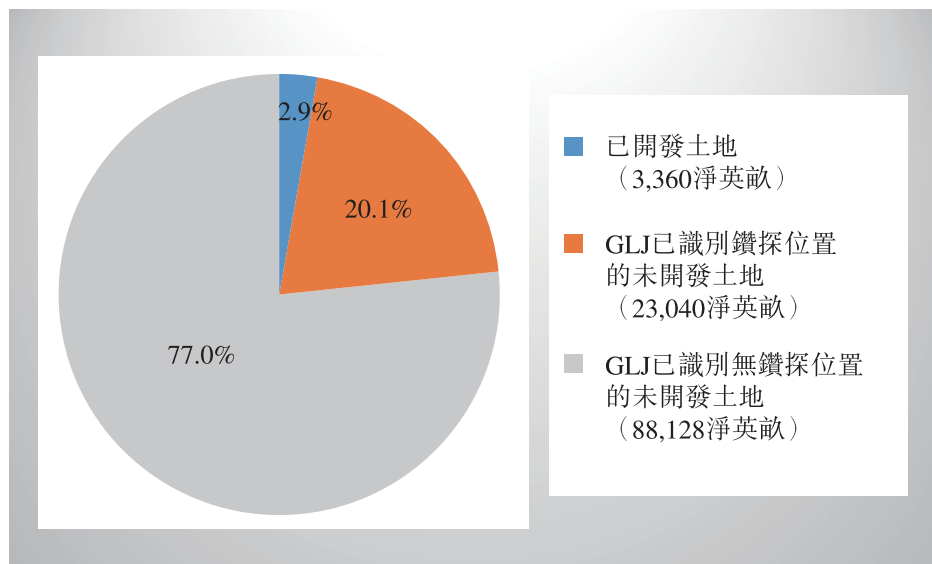
**** 在Dawson的一個礦權(涵蓋已獲GLJ於二零一六年九月三十日分配的4個遠景鑽探位置及總最佳估計風險前遠景可採資源量的599千桶石油)已於二零一六年十一月到期。由於我們認為上述礦權並無進一步遠景價值，故本公司因上述礦權於截至二零一六年九月三十日止九個月到期而直接撤銷勘探及評估資產100,000加元。因此，該等礦權到期對本公司並無進一步財務影響。

GLJ用於評估本公司儲量及資源之申報標準乃符合載於石油工程師學會頒佈的石油資源管理系統內的資源及儲量的定義、標準及程序(經上市規則第18章修訂)。本招股章程附錄四合資格人士報告採用於二零一六年九月三十日(即合資格人士報告生效日期)GLJ(2016-10)之定價假設及皇家礦產稅法規。

四個已分配證實儲量之未開發位置全部均為Wilrich構造的鑽探位置，並直接抵銷目前正在出產的Wilrich井。據GLJ表示，由於Wilrich構造已於地圖上標示以展示此等鑽探位置地理上的持續性，而此等位置的經濟因估計儲量及現行市況而發達，故證實未開發儲量已獲保證。位於Basing的單一Notikewin位置的已分配儲量可直接抵銷生產井，惟據GLJ表示，其未能達到獲分類為證實儲量的經濟門檻，故其僅獲考慮為概算儲量。GLJ已確認，所使用的方法與阿爾伯塔其他油氣公司所用者一致。

下圖顯示我們於最後實際可行日期的淨土地面積(即合共114,528淨英畝土地)位置，其中2.9%或3,360淨英畝為已開發土地、20.1%或23,040淨英畝為GLJ已識別鑽探位置的未開發土地及77.0%或88,128淨英畝為GLJ已識別未鑽探位置的未開發土地。

我們於最後實際可行日期的土地位置

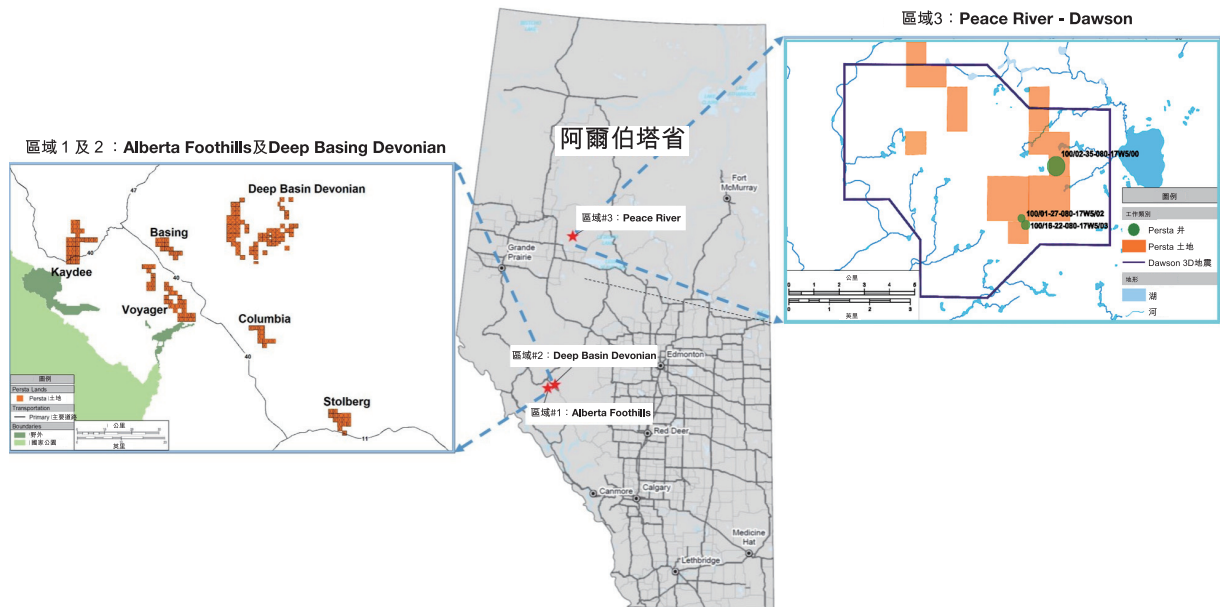


隨著我們在三個核心區域持續經營，我們將繼續按我們認為必要的情況下擴展土地位置及更新井位儲備供公司多年鑽探。

資源位置及市場進入

我們所控制的所有土地均受限於礦權或油氣牌照，為具有成熟及有競爭力的皇家礦產稅框架及土地年期系統。下圖顯示我們控制及受限於礦權及油氣牌照的土地的地理位置。

我們的油氣資源牌照及礦權的地理位置

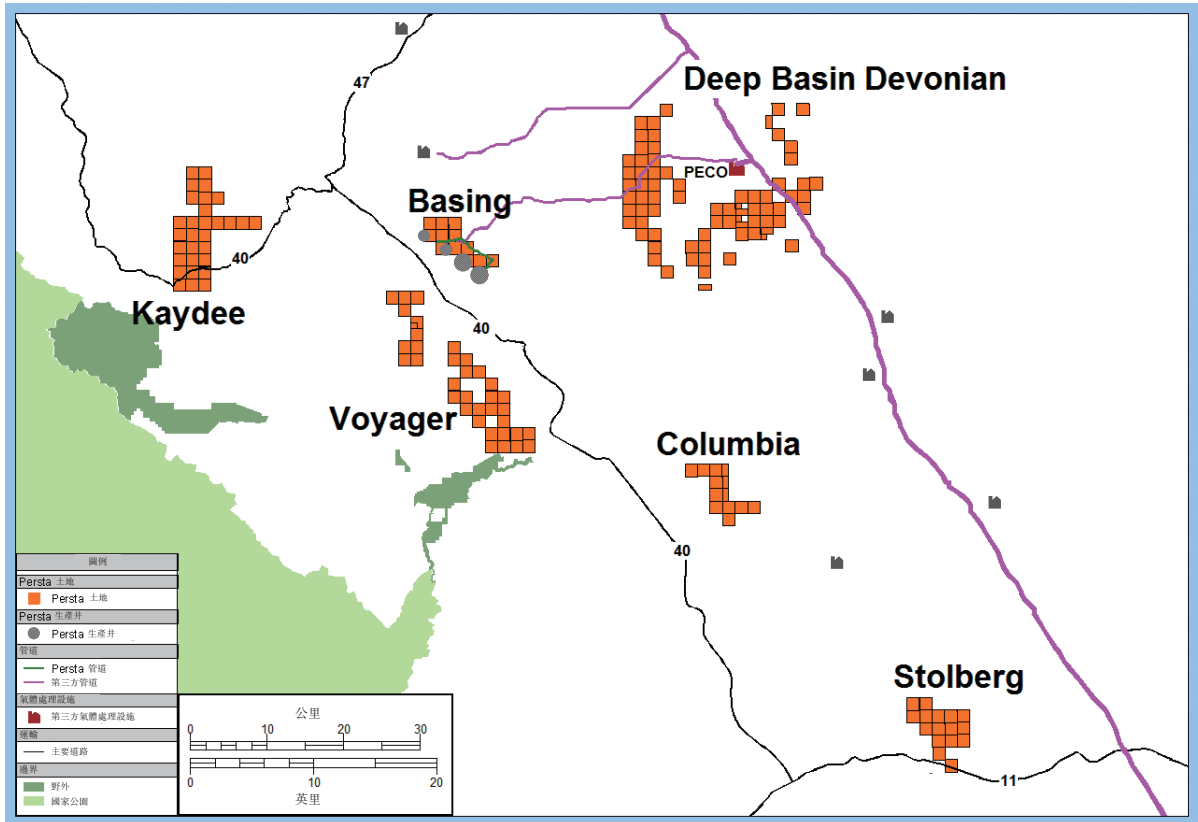


我們大致全年均可進入我們的土地。阿爾伯塔40號高速公路 (Alberta Provincial Highway 40) 使我們全年均能進入 Alberta Foothills 核心區域。我們亦已取得有用於鑽探、完井及生產井的部分私家路租約或進入權，並維修這些道路以供全年使用。最接近的加拿大國家鐵路站位於 Alberta Foothills 北面約20公里，如日後有需要，我們可用作運輸石油及天然氣凝液。

我們的土地鄰近無硫天然氣、石油及其他天然氣凝液的第三方加工設施及區域性集輸系統。該等設施包括 NGTL 系統，為我們的天然氣提供輸送能力。我們的天然氣集輸系統已連接 ConocoPhillips 的 Peco 氣體處理場。NGTL 系統連接主要北美天然氣體銷售市場，包括加拿大東部、美國東北部、美國中西部、太平洋西北部及加州，並有能力支持潛在天然氣凝液出口至亞洲市場。

下圖顯示NGTL系統的位置及附近的第三方處理廠(包括ConocoPhillips的Peco氣體處理場)與我們的Alberta Foothills及Deep Basin Devonian核心區域的位置。

我們的Alberta Foothills及Deep Basin Devonian天然氣項目
以及附近第三方處理廠設施及NGTL系統



持有獨家經營控制及土地擁有權

除Stolberg合營企業及Viking合營企業外，我們對我們擁有的天然氣及石油資產擁有100%工作權益。我們對資產擁有唯一經營控制權，這使我們能獨立實施優化井表現及為我們於必要時直接調整營運提供靈活性，以把握不同市場機會或應對市場環境變化。

於最後實際可行日期，我們控制約114,528淨英畝土地。有關我們合營企業的更多資料，請參閱本節「合營企業」一段。

管理層及技術團隊具備豐富經驗，行內往績彪炳

我們已組建具備豐富經驗的管理層及技術團隊，於油氣資源勘探、摘取開發及生產方面擁有專門的專業知識。該團隊於我們的營運，尤其是在水平井鑽探、完井以及與建收集及處理設施方面有內生增長的產量、實現儲量及籌集資金的往績。

我們的管理團隊在整體天然氣及石油行業及加拿大西部擁有豐富經驗。我們的總裁兼行政總裁伯先生負責監察我們的管理及營運，並於阿爾伯塔油氣行業擁有超過11年經驗。勘探高級副總裁王平在先生於油氣行業擁有超過28年經驗（於阿爾伯塔擁有超過10年經驗），尤其擅長於油氣勘探項目管理。代斌友先生於油氣行業設施的開發、生產、營運及項目管理方面擁有超過24年經驗（於阿爾伯塔有超過11年經驗）。我們的臨時財務總監向雋女士擁有超過5年油氣行業的財務管理經驗。我們的生產工程師宋磊先生擁有超過5年油氣行業的工作經驗。有關我們的管理團隊的更多資料，請參閱本招股章程「董事及高級管理層」一節。

我們的策略

我們相信透過實行以下策略可維持競爭力及增長，並提升股東價值：

透過增加營運效率、有效井位部署及油氣田開發提高我們天然氣及石油資產的價值

我們將籍採納以下措施，透過實施具效率的油氣田開發、鑽探及完井提高我們現有的天然氣及石油資產價值：

- 籍就各鑽探區域優化井位部署並應用最具有效率的井位設計、進行地質及地理研究以及憑藉我們過往於核心重點區域的營運經驗，盡量減低每米總鑽探成本；
- 尋求與第三方的商業安排，以輸送和銷售我們的油氣產品或有關基建項目，以提高我們的營運效率；及
- 應用我們於加西盆地營運十年及於Alberta Foothills的Basing區塊內完成六口礦井以及於Peace River的Dawson的三口礦井的經驗於發展其他項目。

我們計劃橫跨多年增加鑽探位置儲備及優化井位設計，以提高我們的天然氣及石油資產價值。

透過鑽探及開發我們未開發的土地使儲量升級

我們擬透過在111,168淨英畝未開發土地，藉如GLJ所估計的77個鑽探井位的鑽探及發展，升級我們的資源至儲量。我們已橫跨多年發展鑽探位置儲量，並擬繼續籍持續發展資產(包括額外開發鑽探及建設地表設施)將我們的未開發土地中的潛在可採資源量及遠景可採資源量轉換成儲量，並將可能儲量轉成證實加概算儲量。於二零一六年九月三十日，按GLJ估計，我們已有累計淨證實儲量10,294千桶油當量及淨證實加可能儲量14,680千桶油當量，以及淨證實加可能證實加概略儲量18,430千桶油當量。我們將主要鑽探以3D地震識別出的低風險及高潛力井位，尤其是Alberta Foothills的Basing區域，以提供儲備年期長、生產率穩定的穩固可預測現金流量平台。我們亦擬於未開發土地進行額外勘探鑽井，包括於Alberta Foothills的Kaydee、Voyager、Stolberg及Columbia、Deep Basin Devonian及Peace River，以提升我們的資源基礎及盡量提高儲量。

改善我們的鑽探及完井技術

我們擬就我們的油氣資產採納及運用經改善的鑽探及完井技術。該等技術乃建基於我們在加西盆地的經驗，而我們已經識別及發展出適合我們鑽探所在區域的鑽探及完井技術。我們亦擬透過營運以及觀察及借鑒我們營運所在區域的其他營運商，繼續改善鑽探及完井技術。我們擬繼續改良鑽探及完井技術，以透過實施如水平井鑽探及多級完井的技術、減低鑽探及生產成本而提高每口井的生產率及EUR。

尋求帶有顯著升值的潛在收購機會

我們擬評估及選擇性地追求符合我們的策略及財務目標之增值土地及其他資產收購機會。我們的潛在收購目標包括：

- 在我們現有土地周圍展示類似地質及地球物理特性而或可大幅擴大可回復資源的土地，從而提供額外鑽探地點及資源價值；及
- 未來可能通過收購及開發成本門檻相對較低並可能有利可圖及在商業上可發展的高潛力資產。此將發揮我們在現有營銷及運輸安排或基建所得的潛在效率。

於最後實際可行日期，我們並無識別到任何潛在收購目標。

勘探鑽探以發現新油氣儲備

我們擬尋求透過勘探鑽探新油氣儲備以發現提高長期增長的潛在機會，包括勘探密西西比及Devonian的潛在油氣潛力。根據基本地質及地球物理研究結果，我們相信於Alberta Foothills、Deep Basin Devonian及Peace River的核心區域存在勘探鑽探機會，而倘該等機會最終成功，將擴展我們的資源基礎作未來發展及生產增長。

我們的產品

於往績記錄期間及於最後實際可行日期，我們所出售的主要產品為：(i)天然氣；(ii)原油；(iii)天然氣凝液；及(iv)凝析油。我們的產品並無產品使用周期，亦不受限於季節性。於往績記錄期間，我們的產品組合概無重大變動。

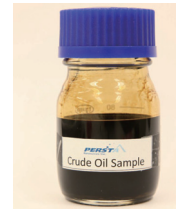
我們於往績記錄期間的產品包括：

1. 天然氣



我們的無硫天然氣含約90%的甲烷。

2. 原油



我們的無硫原油為輕質低硫原油（美國石油學會比重 ≥ 37 及含硫 $\leq 0.42\%$ 重量比）。

3. 天然氣凝液



我們的天然氣凝液為來自天然氣處理廠的天然氣副產品，含有包括乙烷、丙烷、丁烷及天然汽油的元素。

4. 凝析油



我們的凝析油包括於井位及天然氣處理廠自天然氣回採的輕液態碳氫化合物。我們的凝析油完全不含硫化氫。

業 務

下表顯示我們於所示期間的天然氣、原油、天然氣凝液及凝析油的收益、銷量、平均售價及價格範圍的資料。

	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	二零一六年
天然氣				
收益(加元)	15,211,467	26,795,211	13,683,194	12,711,794
銷量(千立方英尺)	4,202,855	5,697,904	3,788,831	5,183,384
平均售價 (加元/千立方英尺)	3.62	4.70	3.61	2.45
價格範圍 (加元/千立方英尺)	1.90–4.56	2.97–28.59 ^{附註1}	2.63–3.95	0.44–3.51 ^{附註2}
原油				
收益(加元)	4,637,508	3,496,316	958,940	758,908
銷量(桶石油)	50,453	37,395	19,536	16,098
平均售價(加元/桶石油)	91.92	93.50	49.09	47.14
價格範圍(加元/桶石油)	72.1–104.2	53.8–106.1	45.2–69.9	32.74–56.59
天然氣凝液				
收益(加元)	705,368	683,336	195,697	207,508
銷量(桶)	14,646	13,386	10,885	11,752
平均售價(加元/桶石油)	48.16	51.05	17.98	17.66
價格範圍(加元/桶石油)	37.5–55.3	39.1–66.7	7.8–20.6	13.73–18.74
凝析油				
收益(加元)	2,942,706	1,449,004	1,241,767	1,473,045
銷量(桶石油)	30,534	16,296	20,090	29,736
平均售價(加元/桶石油)	96.37	88.92	61.81	49.54
價格範圍(加元/桶石油)	75.5–110.1	52.0–112.5	42.2–70.6	30.80–65.56

附註：

1. 此包括僅曾於二零一四年二月六日出現一次的例外價格每千立方英尺28.59加元。倘我們剔除此價格，價格範圍將為每千立方英尺2.97加元至每千立方英尺9.07加元。
2. 此包括僅曾於二零一六年五月九日出現一次的例外價格每千立方英尺0.44加元，其乃由於天然氣需求隨著來自有關阿爾伯塔於該日出現大型山火的油砂的油產量減少而突然下跌所致。倘此短期價格下跌(對本公司於截至二零一六年九月三十日止九個月的營運及財務業績並無重大影響)獲撇除，價格範圍將為每千立方英尺0.93加元至每千立方英尺3.51加元。

上限或下限價格範圍反映於所示期間內任何單一交易日錄得的最高及最低價格。天然氣價格的上限由二零一三年每千立方英尺4.56加元增加至二零一四年每千立方英尺28.59加元。上限價格大幅增加乃由於二零一四年二月錄得的售價較高所致，原因是於二零一三年冬季至二零一四年期間的嚴寒天氣令天然氣需求急升，而二零一四年年度的天然氣平均售價為每千立方英尺4.7加元。原油價格已由二零一四年每桶石油53.8加元至每桶石油106.1加元的範圍減少至二零一五年每桶石油45.2加元至每桶石油69.9加元的範圍，並進一步減少至截至二零一六年九月三十日止九個月每桶石油32.74加元至每桶石油56.59加元的範圍。天然氣凝液的價格由二零一四年每桶石油39.1加元至每桶石油66.7加元的範圍減少至二零一五年每桶石油7.8加元至每桶石油20.6加元的範圍，並進一步減少至截至二零一六年九月三十日止九個月每桶石油13.73加元至每桶石油18.74加元的範圍。凝析油的價格由二零一四年每桶石油52.0加元至每桶石油112.50加元的範圍減少至二零一五年每桶石油42.2加元至每桶石油70.6加元的範圍，並進一步減少至截至二零一六年九月三十日止九個月每桶石油30.80加元至每桶石油65.56加元的範圍。前述天然氣凝液及凝析油的價格範圍降低乃由於市價下跌所致，原因是我們按以WTI商品價格每月平均值為基準的價格出售該等產品。

根據GLJ於二零一六年十月一日生效之價格預測，AECO/NIT現貨天然氣價格可能由二零一六年第四季的每百萬英熱單位*約2.95加元增加至二零一九年的每百萬英熱單位*約3.21加元，原油(NYMEX WTI)的價格則可能由二零一六年第四季的每桶石油約64加元增加至二零一九年的每桶石油約76.36加元，而凝析油的價格則可能由二零一六年第四季的每桶石油約63.0加元增加至二零一九年的每桶石油約75.5加元。有關GLJ於二零一六年十月一日的價格預測，請參閱本招股章程附錄四合資格人士報告第IV-49頁。

有關我們的收益及銷售趨勢的更多資料，請參閱本招股章程「財務資料」一節。請亦參閱本招股章程「風險因素—有關阿爾伯塔油氣行業的風險—收益及經營業績乃受油氣價格及整體經濟狀況變動影響」一節。

我們的主要資產

我們的主要資產及營運集中在加拿大西部三個核心區域：

- Alberta Foothills的含液天然氣礦產；
- Deep Basin Devonian的天然氣礦產；及
- Peace River的輕質原油礦產。

* 1千立方英尺=1.08百萬英熱單位(根據本招股章程附錄四內GLJ的預測)

Alberta Foothills

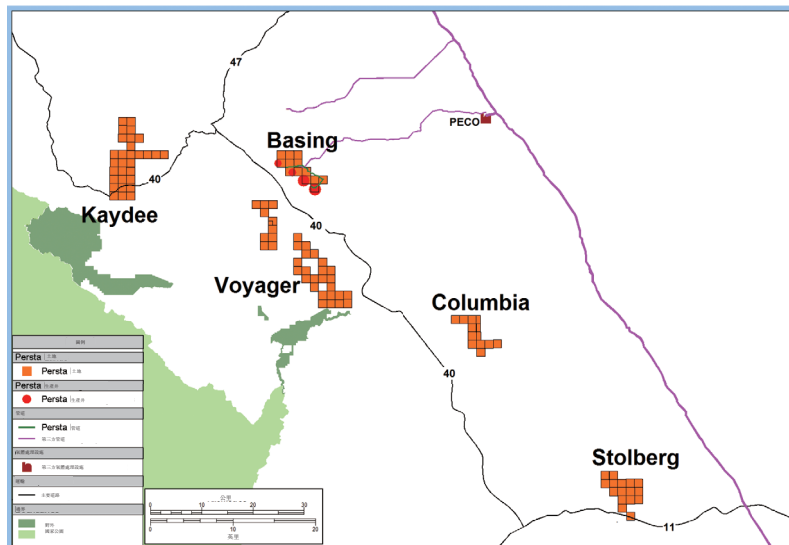
Alberta Foothills位於阿爾伯塔Edmonton西南方約230公里。我們於Alberta Foothills區域的主要開發目的層為下白堊紀Spirit River組合，包括Wilrich及Mountain-park構造。

於最後實際可行日期，Alberta Foothills資產包括覆蓋67,008淨英畝之油氣礦產權土地，分為五個區域，即：Basing、Voyager、Kaydee、Columbia及Stolberg。Basing為部分開發，而Voyager、Kaydee、Columbia及Stolberg為未開發。於二零一六年首九個月，於Basing有五口富液化天然氣井，平均生產率約為每日20.0百萬立方英尺及約每日184桶凝析油及天然氣凝液，而由於生產經濟性的考慮，另一個生產井則已經自願及暫時關閉，藉以維持營運流動現金及面對油價變動時維持我們全面實現油氣井經濟潛質的能力。於二零一六年九月三十日，總證實儲量、證實加概算儲量及證實加概算及可能儲量估計分別為12,030千桶油當量、17,567千桶油當量及22,427千桶油當量。按GLJ所估計，有71個目標層位於Spirit River組合的Wilrich及Mountain Park構造的多區堆積砂岩油氣層的潛在鑽探位置。除Stolberg合營企業及Viking合營企業外，我們擁有覆蓋Alberta Foothills地區的油氣牌照及礦權的100%工作權益。

以下地圖列示我們於Alberta Foothills(我們其中一個核心區域)的土地位置及生產井、主要管道及道路位置。

我們的主要富液化天然氣增長區域一於Alberta Foothills內Basing、Voyager、Kaydee、Columbia及Stolberg

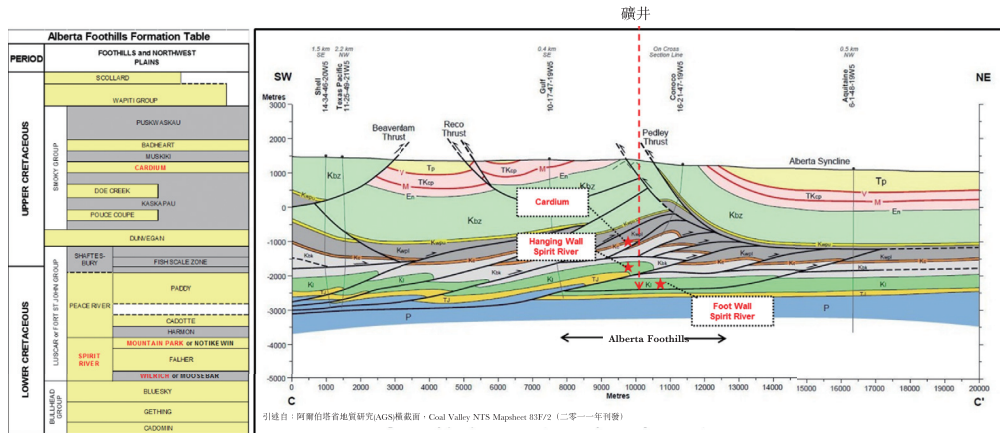
本公司的Alberta Foothills項目地圖



附註：地圖上有陰影的小方框描繪本公司於 Alberta Foothills 內五個區域 Basing、Voyager、Kaydee、Columbia 及 Stolberg 所控制的土地。PECO 指附近一間第三方氣體處理廠。

以下地圖列示於 Alberta Foothills 的多目標層疊砂岩儲庫的典型橫切面，其顯示多油氣層構造。我們主要的油氣目標層位於 Spirit River 組的下白堊統中的 Wilrich 及 Mountain Park 構造。

Alberta Foothills 構造表及地層橫截面圖



於二零零八年十二月，我們位於阿爾伯塔 Basing 的 Wilrich 構造的首個鑽探井投入生產。自此，我們已鑽探並加入另外五個於 Basing 的天然氣深井，並購入更多土地。地震數據的觀察及結果也顯示該等區域內資產的品質及特徵均潛在與於 Basing 的該等土地相似。此外，從周邊井資料可見，估計該等區域存在天然氣積存。根據 GLJ，於二零一六年九月三十日，合共 71 個鑽探位置已分配為儲量或資源，於 Basing 的五個鑽探位置獲分配為總證實儲量 38,617 百萬立方英尺天然氣及 329 千桶天然氣凝液、總證實加可能儲量 58,344 百萬立方英尺天然氣及 497 千桶天然氣凝液，及於 Basing 總證實加概算加可能儲量 74,094 百萬立方英尺天然氣及 633 千桶天然氣凝液，於 Basing 八個鑽探位置獲分配為最佳估計風險前總潛在可採資源量 59,342 百萬立方英尺天然氣及 506 千桶天然氣凝液，以及於 Voyager 及 Kaydee 區域 58 個鑽探位置獲分配為最佳估計風險前總遠景可採資源量 380 十億立方英尺天然氣及 3,243 千桶天然氣凝液。

自二零一四年四月至二零一五年二月，我們於 Stolberg 購入合共 8,448 淨英畝土地。根據 Stolberg 合營企業，有關土地的四個地段由本公司擁有 30% 及由我們的合營企業夥伴擁有 70%。有關我們合營企業的更多資料，請參閱本節「合營企業」一段。

於最後實際可行日期，本公司於 Alberta Foothills 控制約 68,800 總英畝 (或 67,008 淨英畝) 土地。

生產設施

於最後實際可行日期，我們建設五個附全地表生產設施的多井場地，包括兩個自獨立第三方供應商租賃的壓縮站、兩個總設計產能為每日40至50百萬立方英尺天然氣的脫水站及約15公里的集氣管道。

下表載列我們於二零一六年九月三十日於Basing的礦井的礦井編號、生產日期、初始流量、流量及累計生產、儲備年期、礦井狀況及回採方法：

UWID	生產日期	初始流量	於二零一六年 九月三十日 的流量	於二零一六年 九月三十日的 累計生產	於二零一六年 九月三十日 的餘下2P儲量 年期(年) (附註1)	於二零一六年 九月三十日的 礦井狀況	回採 方法
100/07-21-047- 19W5/03	二零零八年十二月	每日3.5百萬 立方英尺	每日3.5百萬 立方英尺	12.5十億立方英尺無 硫天然氣及 106,625桶凝析油 及天然氣凝液	24.4	生產	鑽探
100/05-29-047- 19W5/00	二零零九年十二月	每日5.2百萬 立方英尺	每日4.1百萬 立方英尺	10.7十億立方英尺天 然氣及91,271桶 凝析油及天然氣 凝液	38.5	生產	鑽探
100/10-36-047- 20W5/04	二零一零年十二月	每日7.1百萬 立方英尺	每日0.9百萬 立方英尺	3.3十億立方英尺天 然氣及28,149桶 凝析油及天然氣 凝液	20.2	生產	鑽探
100/16-29-047- 19W5/00 (附註2)	二零一二年一月	每日0.6百萬 立方英尺	0	0.02十億立方英尺天 然氣	不適用	關閉	鑽探
102/08-36-047- 20W5/02	二零一三年十一月	每日6.0百萬 立方英尺	每日8.8百萬 立方英尺	4.6十億立方英尺天 然氣及39,238桶 凝析油及天然氣 凝液	16.2	生產	鑽探
103/05-02-048- 20W5/02	二零一四年九月	每日8.1百萬 立方英尺	每日7.4百萬 立方英尺	3.3十億立方英尺天 然氣及28,149桶 凝析油及天然氣 凝液	25.5	生產	鑽探

附註1：儲量年期乃基於GLJ的現時經濟預測，並使用證實加概算儲量。更多資料請參閱本招股章程附錄四合資格人士報告第IV-133至IV-134頁。

附註2：由於經濟限制考慮，故GLJ並未分配任何儲量至此礦井。

我們與獨立第三方ConocoPhillips訂立接入協議及氣體處理協議，以將我們來自Basing的天然氣連接至其管道並使用其天然氣處理廠處理天然氣。我們亦已與第三方私家道路擁有人訂立道路使用協議，讓本公司可進入此區域的井位。

除第三方天然氣處理廠、租賃管道及租賃壓縮機及私家通道後，本公司於Basing所用的所有設施均由我們所擁有。

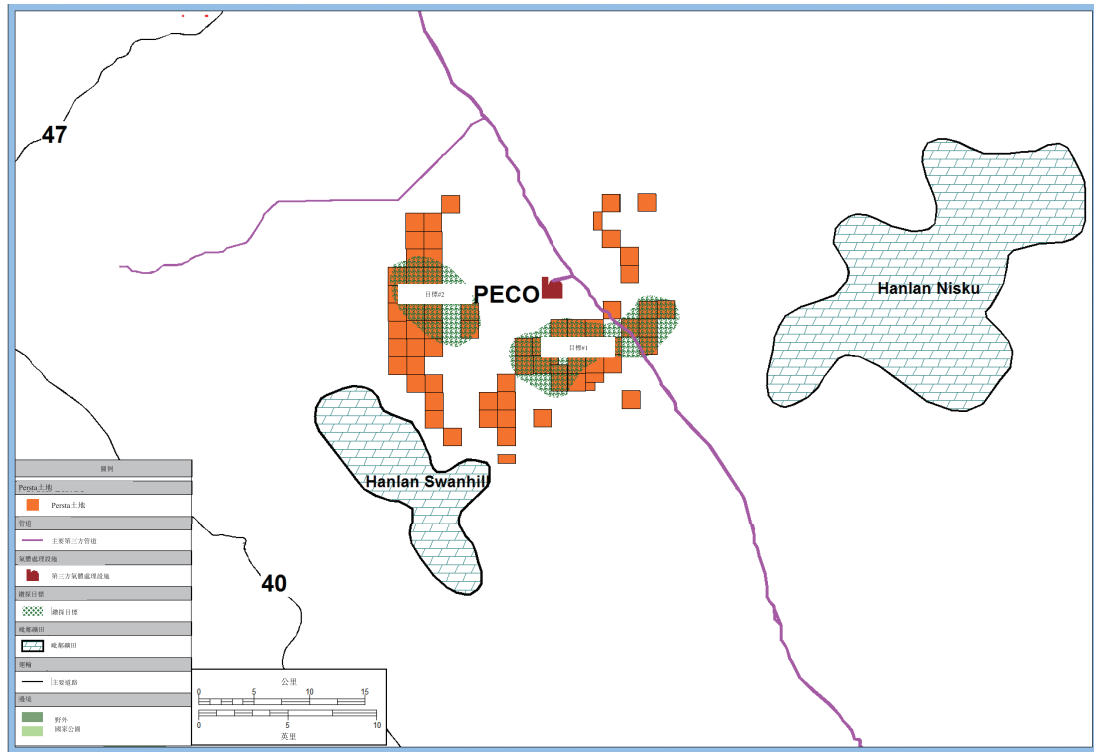
氣體壓縮設備租賃協議之主要條款

於最後實際可行日期，我們分別於二零一二年及二零一三年與第三方出租人（「出租人」）就向本公司出租兩台氣體壓縮站訂立兩份氣體壓縮設備租賃協議（「壓縮站租賃協議」）。一台壓縮站的租賃費用乃按每月12,650加元收取，最低年期為60個月，而另一台壓縮站的租賃費用則為每月22,000加元，最低年期為36個月，並須於接獲發票後按月支付。壓縮站租賃協議將於最低年期屆滿後按月持續，而其中一方可藉向另一方發出三十(30)日事先書面通知終止壓縮站租賃協議。

Deep Basin Devonian

Deep Basin Devonian位於阿爾伯塔Edmonton以西約200公里。Deep Basin Devonian天然氣資產包括被稱為Hanlan-Peco的區域內附有油氣權的土地，面積約44,320淨英畝。儘管GLJ並無為Hanlan-Peco分配任何儲量或資源且該區域尚未開發，我們的管理團隊根據地震資料解釋及鄰近生產井的資料初步識別出了兩個天然氣勘探目標。我們於此區域的油氣牌照及礦權中擁有100%工作權益。下圖列示我們於Deep Basin Devonian的Hanlan-Peco兩個天然氣目標的位置。

我們於Deep Basin Devonian區域Hanlan-Peco的天然氣目標



我們相信，按鄰近生產井（此區域一個鄰近單一井於二零一五年十二月三十一日生產240十億立方英尺天然氣）所展示，Deep Basin內的Devonian目標具有油氣儲量潛力。鄰近其他營運商擁有的已開發礦田（如於二零一五年十二月三十一日，Hanlan-Swan Hills已自19個礦井累積生產合共1,260十億立方英尺天然氣，而Hanlan-Nisku已自46個礦井累積生產合共1,410十億立方英尺天然氣及157百萬桶石油）反映出Devonian地區具有潛力。

生產設施

於最後實際可行日期，我們於Deep Basin Devonian並無任何地表設施，惟我們能使用此區域內的主要管道。

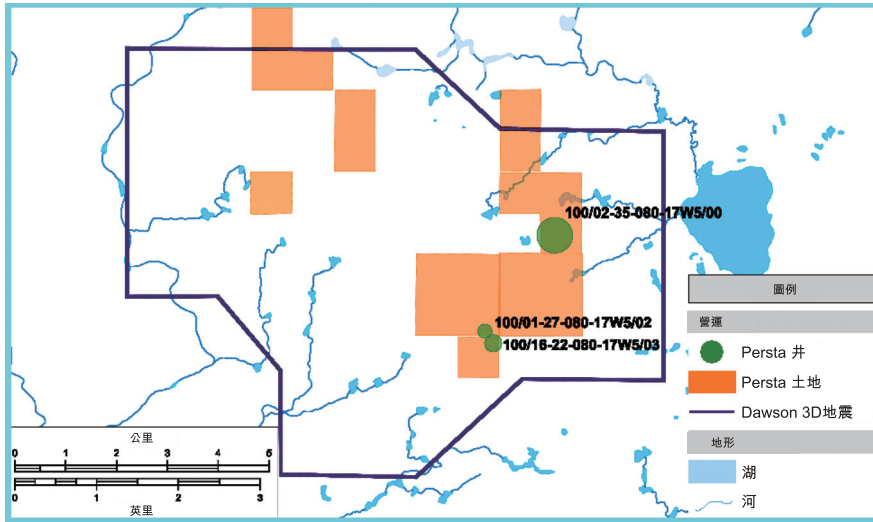
Peace River

於最後實際可行日期，Peace River輕質原油資產包括Dawson附有油氣權的土地約3,200淨英畝，屬部分開發。於二零一六年九月三十日，Dawson兩個輕質原油生產井的生產率為每日126桶石油。鑒於維持營運流動現金及面對油價變動時維持我們全面實現油氣井的經濟潛質的能力方面的經濟限制考慮，另外一個生產井已自願暫時關閉。於二零一六年九月三十日，總證實儲量、證實加概算儲量及證實加概算加

可能儲量估計分別約為69,000桶石油、99,000桶石油及135,000桶石油。於最後實際可行日期，按GLJ所估計，以3D地震數據識別出的6個鑽探位置的最佳估計風險前總遠景可採資源量估計為899千桶石油。

下圖顯示我們於Peace River的油氣牌照及礦權的位置。

我們於Peace River區域的Dawson的輕質原油增長區域

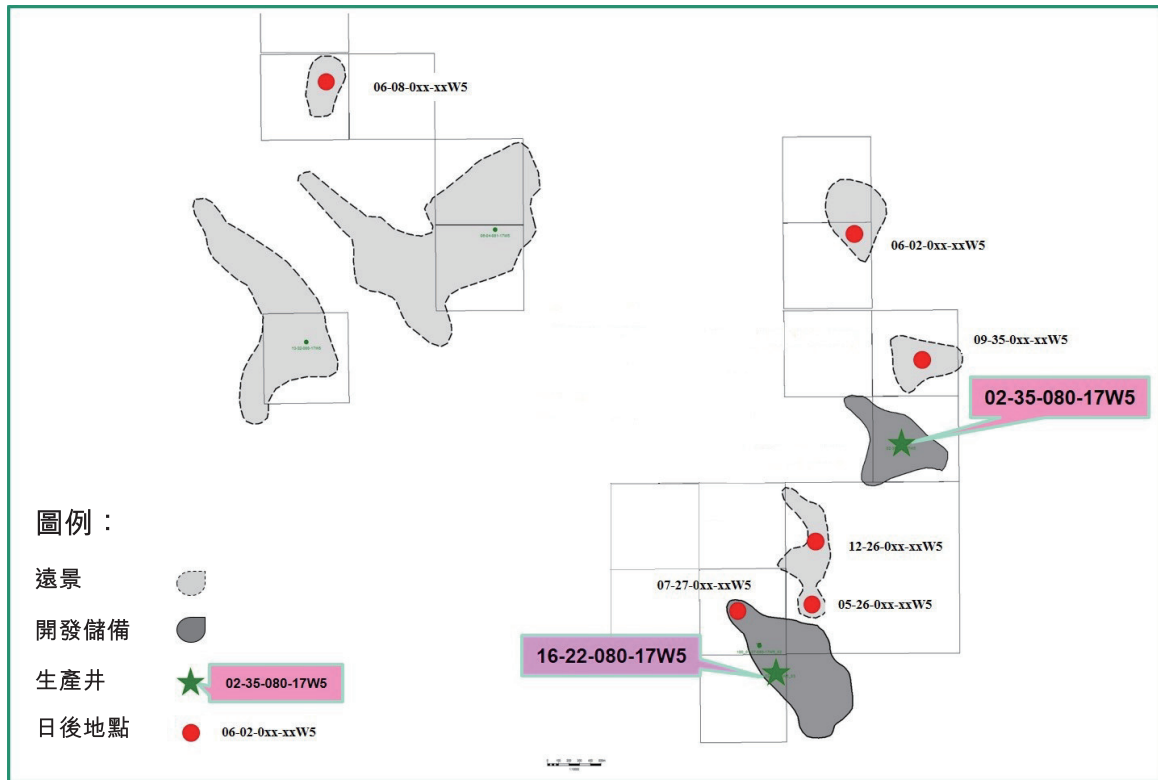


Dawson的Peace River輕質油資產位於阿爾伯塔的Peace River以東約50至60公里。於最後實際可行日期，我們根據礦權或油氣牌照於此區域持有3,200淨英畝土地及按GLJ所識別位於Dawson的6個鑽探中位置。

於二零一六年九月三十日，共有兩個生產井及一個其他自願及暫時關閉的生產井。

下圖列示由GLJ所識別於Dawson的兩個生產井(已分配儲量)以及6個遠景鑽探位置。有關更多資料，請參閱本招股章程附錄四合資格人士報告。

我們於Peace River的Dawson的生產及鑽探地點



生產設施

於最後實際可行日期，我們已建成三個井場，包括地面生產設施，約4公里長的油田道路及0.5公里長的管道。我們於Peace River的三個油井各自的設計產能約為每日250桶石油。緊接二零一三年二月獲阿爾伯塔能源監督局授予良好生產規範(GPP)地位前，我們的其中一個油井受限於最高限制率(「最高限制率」)每日8.5立方米。自二零一三年二月起及直至最後實際可行日期，上述油井的生產不再受限於任何最高生產率，故我們可在並無任何許可產量下生產。於二零一六年四月，其他兩個油井須遵守最高限制率每日8.5立方米。誠如我們的加拿大法律顧問所建議，我們已就適用於我們油井的許可產量遵守所有加拿大的法律以及法規及地方機關的規定。我們與第三方訂立總道路使用協議(「道路使用協議」)，讓我們可進入此區域的私人道路。

下表顯示我們於二零一六年九月三十日於Dawson的礦井的礦井編號、生產日期、初始流量、流量及累計生產、儲量年期、礦井狀況及回採方法。

業 務

UWID	生產日期	初始流量	於二零一六年		於二零一六年	於二零一六年	回採方法
			九月三十日的 流量	九月三十日 的累計生產	的餘下2P儲量 年期(年) (附註1)	於二零一六年 九月三十日 的礦井狀況	
100/16-22-080- 17W5/03 (附註2)	二零一一年 四月	每日438桶 石油	每日49桶石油	47,250桶輕質原油	11.7	生產	鑽探
100/01-27-080- 17W5/02 (附註3)	二零一一年 十月	每日375桶 石油	0	34,425桶輕質原油	不適用	關閉	鑽探
100/02-35-080- 17W5/00	二零一二年 九月	每日305桶 石油	每日77桶石油	119,740桶輕質原油	16.5	生產	鑽探

附註1：儲量年期乃基於GLJ的現時經濟預測，並使用證實加概算儲量。有關更多資料，請參閱本招股章程附錄四合資格人士報告第IV-248頁。

附註2：根據GLJ表示，此井含有的餘下2P儲量年期於二零一六年九月按較高預測未來油價恢復生產。

附註3：根據GLJ表示，由於恢復生產將產生負數累計除稅前現金流量，因經濟限制考慮被認為恢復生產為不經濟，故並未分配任何儲量至此礦井。

初級資產

誠如上文所披露，於最後實際可行日期，合共77個鑽探位置已獲分配至儲量及資源。本公司將此等鑽探位置連同本公司若干未開發土地（尚未獲GLJ分配任何儲備或資源者）視為初級資產，即尚未開發的油氣資產。

業 務

下表概述位於三個核心地區各自的初級資產：

地點	性質	地區	初級資產
			詳情
Alberta Foothills	富含凝析油的 天然氣資產	Basing	<ul style="list-style-type: none"> ● 合共7,040淨英畝未開發土地。在此數額之中，3,200淨英畝未開發土地上存有GLJ已識別的鑽探位置。 ● 5個鑽探位置已分配至總證實儲量38,617百萬立方英尺天然氣及329千桶天然氣凝液、總證實加概算儲量為58,344百萬立方英尺的天然氣及497千桶天然氣凝液，以及總證實加概算加可能儲量74,094百萬立方英尺天然氣及633千桶天然氣凝液 ● 8個鑽探位置已分配至最佳估計風險前總潛在可採資源量為59,342百萬立方英尺的天然氣及506千桶天然氣凝液
		Voyager及 Kaydee	<ul style="list-style-type: none"> ● 合共41,600淨英畝未開發土地。在此數額之中，17,920淨英畝未開發土地上存有GLJ已識別的鑽探位置。 ● 58個鑽探位置已分配至最佳估計風險前總遠景可採資源量為380十億立方英尺的天然氣及3,243千桶的天然氣凝液
		Stolberg	<ul style="list-style-type: none"> ● 合共8,448淨英畝的未開發土地 ● GLJ並無發現儲量或資源

業 務

地點	初級資產		
	性質	地區	詳情
		Columbia	<ul style="list-style-type: none"> ● 合共7,360淨英畝的未開發土地 ● GLJ並無發現儲量或資源
Peace River	輕質原油資產	Dawson	<ul style="list-style-type: none"> ● 合共2,400淨英畝未開發土地。在此數額之中，1,920淨英畝未開發土地上存有GLJ已識別的鑽探位置。 ● 估計6個鑽探位置之最佳估計風險前總遠景可採資源量為899千桶
Deep Basin Devonian	天然氣資產	Hanlan-Peco	<ul style="list-style-type: none"> ● 合共44,320淨英畝的未開發土地 ● GLJ並無發現儲量或資源 ● 本公司已根據地震資料解釋及自附近生產井所收集的資料識別兩個天然氣目標

我們的發展

管理團隊專注於改善我們的鑽探及完井技術。我們已組建具備豐富經驗的管理層及技術團隊，於資源及油氣藏識別、勘探、開發及生產方面擁有專門的專業知識。我們持續評估鑽探結果及借鑒其他營運商的結果以改善營運常規及實施不同鑽探及完井技術，例如水平鑽探及多級完井。本公司預期我們的鑽探及完井技術將會繼續轉變。我們相信，此持續轉變有可能大幅提升本公司的最終可採儲量、交付能力、生產及已投資資金的回報率。

就以主要階段劃分的營運時間表而言，請參閱本招股章程「公司架構及歷史—重要里程碑」一節了解詳情。

我們的營運活動：

	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
所鑽探的礦井數目總計：				
—天然氣	1	1	0	0
—原油	0	0	0	0
生產礦井數目總計：				
—天然氣	5	6	5	5
—原油	4	3	1	2

於往績記錄期間，於Alberta Foothills的Basing的兩個新水平井未經壓裂改造分別於二零一三年十一月及二零一四年九月開始生產天然氣。

三年發展計劃

我們的證實、概算及可能儲量、潛在可採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收購油氣牌照及礦權。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，我們計劃於Basing初步拓展天然氣資產，作為三年發展計劃的一部分。

業 務

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

我們的三年發展計劃旨在將我們的現時生產由二零一六年首九個月的平均生產約每日 3,363 桶油當量提升至二零一九年的約每日 5,448 桶油當量（按照證實加概算儲量）及額外每日 2,389 桶油當量（按照最佳估計風險前潛在可採資源量）。

根據我們的三年發展計劃，我們擬專注於鑽探 Alberta Foothills 區域的 Basing 合共 13 個礦井位置。該 13 個鑽探位置佔證實加概算儲量及 GLJ 的最佳估計潛在可採資源量的 100%。

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

本公司按數目劃分的三年發展計劃*

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

* 於釐定鑽探位置及上述個別井的數目的主要假設乃根據 GLJ 所採納者得出。有關更多資料，請參閱本招股章程附錄四合資格人士報告。

各個鑽探地點的商業生產鑽探、完井及連接的時間表詳情載列如下：

年度	編號	鑽探地點	地區	井的類型	活動	開始	完成	二零一七年				二零一八年				二零一九年							
								第一季度	第二季度	第三季度	第四季度	第一季度	第二季度	第三季度	第四季度	第一季度	第二季度	第三季度	第四季度				
二零一六年	1	XX008-21-047-19WS/WLR	Alberta Foothills (Basang)	天然氣	鑽探	2017-03-10	2017-04-03																
					完井	2017-04-05	2017-04-09																
					連接	2017-04-10	2017-04-21																
2	XX014-29-047-19WS/WLR	Alberta Foothills (Basang)	天然氣	鑽探	2017-03-10	2017-04-03																	
				完井	2017-04-05	2017-04-09																	
				連接	2017-04-10	2017-04-21																	
3	XX002-36-047-20WS/WLR	Alberta Foothills (Basang)	天然氣	鑽探	2017-04-03	2017-04-26																	
				完井	2017-04-27	2017-05-01																	
				連接	2017-05-02	2017-05-14																	
二零一八年	1	XX011-02-048-20WS/WLR	Alberta Foothills (Basang)	天然氣	鑽探	2018-01-02	2018-01-26																
					完井	2018-01-27	2018-01-31																
					連接	2018-02-01	2018-02-11																
2	XX002-36-047-20WS/NOT	Alberta Foothills (Basang)	天然氣	鑽探	2018-01-28	2018-02-21																	
				完井	2018-02-22	2018-02-26																	
				連接	2018-02-27	2018-03-10																	
1	XX003-32-047-19WS/WLR	Alberta Foothills (Basang)	天然氣	鑽探	2018-06-17	2018-07-13																	
				完井	2018-07-14	2018-07-18																	
				連接	2018-07-20	2018-08-04																	
2	XX003-06-048-19WS/WLR	Alberta Foothills (Basang)	天然氣	鑽探	2018-07-19	2018-08-15																	
				完井	2018-08-16	2018-08-21																	
				連接	2018-08-23	2018-09-06																	
3	XX003-01-048-20WS/WLR	Alberta Foothills (Basang)	天然氣	鑽探	2018-06-25	2018-07-20																	
				完井	2018-07-21	2018-07-25																	
				連接	2018-07-26	2018-08-11																	
4	X1003-11-048-20WS/WLR	Alberta Foothills (Basang)	天然氣	鑽探	2018-07-21	2018-08-16																	
				完井	2018-08-17	2018-08-21																	
				連接	2018-08-22	2018-09-08																	
5	X2003-11-048-20WS/WLR	Alberta Foothills (Basang)	天然氣	鑽探	2018-06-17	2018-07-13																	
				完井	2018-07-14	2018-07-18																	
				連接	2018-07-20	2018-08-04																	
6	XX003-12-048-20WS/WLR	Alberta Foothills (Basang)	天然氣	鑽探	2018-07-19	2018-08-15																	
				完井	2018-08-17	2018-08-22																	
				連接	2018-08-23	2018-09-06																	
7	XX005-02-048-20WS/NOT	Alberta Foothills (Basang)	天然氣	鑽探	2018-06-25	2018-07-20																	
				完井	2018-07-21	2018-07-25																	
				連接	2018-07-26	2018-08-11																	
8	XX003-02-048-20WS/NOT	Alberta Foothills (Basang)	天然氣	鑽探	2018-07-21	2018-08-16																	
				完井	2018-08-17	2018-08-21																	
				連接	2018-08-22	2018-09-08																	

附註1：RIG-1、RIG-2、RIG-3及RIG-4分別指1號鑽井井架、2號鑽井井架、3號鑽井井架及4號鑽井井架。

附註2：鑽井數目按各年列出以展示對鑽井及鑽探人員的需求以及鑽探工序。

我們有關 Alberta Foothills 的發展計劃時間表、產量提升和假設已由 GLJ 審閱，GLJ 根據其行業經驗發表有關此等計劃的可信性和有效性的意見。

二零一七年鑽探位置之發展狀況

我們擬在 Alberta Foothills 合共三個礦井進行鑽探。於最後實際可行日期，結合 3D 地震繪圖、鑽探位置建議書、編製鑽探計劃而有關該三個鑽探地點的二零一七年地質及地球物理研究已經完成。

Basing 的三個天然氣井位於兩個為生產井的現有井位。一個井位獲興建作鑽探一個新礦井，其他井位則須擴建以供鑽探另外兩個礦井，而目前正在進行租賃擴建申請。Basing 的三個天然氣井亦有現有通道。

本公司已從阿爾伯塔能源監督局接獲於二零一七年鑽探的三個礦井之礦井牌照。

鑽探三個礦井需要使用兩個鑽井，各鑽井由一名獨立鑽井人員操作。我們預計鑽探每個礦井需時不超過 30 日，之後執行完井及連接的工序以籌備將礦井用作商業生產。

二零一八年及二零一九年鑽探位置之發展計劃

我們擬分別於二零一八年及二零一九年在 Alberta Foothills 鑽探兩個及八個礦井。於最後實際可行日期，結合 3D 地震繪圖、鑽探位置建議書而有關十個礦井之地質及地球物理研究已經完成。

將於二零一八年鑽探的兩個礦井位於兩個現有井位，設有現時可連接的道路。將於二零一九年鑽探的八個礦井將位於尚未建設的新井位。

根據阿爾伯塔能源監督局的規定，礦井牌照申請必須連同勘測計劃遞交，而該勘測計劃自其獲證明當日起計不得超過一年。因此，一般就計劃將於申請日期起計一年內鑽探的鑽探位置申請礦井牌照。鑒於礦井牌照於到期前僅獲一年有效期，即一經發出礦井牌照，相關礦井須於一年內鑽探，否則該礦井牌照將到期及被註銷。就此，於二零一八年兩個礦井及於二零一九年八個礦井的礦井牌照申請將分別於二零一七年年末及二零一八年年末遞交。根據我們過往的經驗，由於我們已遞交申請的所需文件，我們一直能取得礦井牌照，以繼續鑽探我們的礦井，故我們認為由於

業 務

我們持有相關油氣牌照，我們能就該等礦井取得礦井牌照。我們的加拿大法律顧問確認，礦井申請為一項行政程序，本公司就三年發展計劃項下的鑽探位置取得礦井牌照並無重大法律障礙（附註）。重續或申請新礦井牌照通常需時一週。

於二零一八年鑽探兩個礦井需要使用一個鑽井。當鑽探第一個礦井後，該鑽井及其工作人員將會調配至鑽探第二個礦井。

於二零一九年鑽探八個礦井將使用四個鑽井，每個礦井由獨立鑽探工作人員操作。我們預期鑽探各個礦井將需時不超過30日，而我們其後將為準備該等礦井進行商業生產履行完井及連接工作。

概述二零一七年至二零一九年鑽探位置於最後實際可行日期的發展狀況之圖表載列如下：

鑽探年份	編號	鑽探位置	井的類別	3D地震	位置建議	鑽探計劃	發展階段/行動						油氣牌照/礦權到期日
							連接道路 (附註1)	井位	礦井牌照 (附註2)	鑽探	完井 (附註3)	連接 (附註4)	
二零一七年	1	XX/08-21-047-19W5/WILR	氣井	已完成	已完成	已完成	已完成	已完成	已完成	未開始	未開始	未開始	無限期(附註5)
	2	XX/14-29-047-19W5/WILR	氣井	已完成	已完成	已完成	已完成	已完成	已完成	未開始	未開始	未開始	無限期(附註5)
	3	XX/02-36-047-20W5/WILR	氣井	已完成	已完成	已完成	已完成	已完成	已完成	未開始	未開始	未開始	無限期(附註5)
二零一八年	1	XX/11-02-048-20W5/WILR	氣井	已完成	已完成	已完成	已完成	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	無限期(附註5)
	2	XX/02-36-047-20W5/NOT	氣井	已完成	已完成	已完成	已完成	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	無限期(附註5)
二零一九年	1	XX/XX-32-047-19W5/WILR	氣井	已完成	已完成	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	二零一八年三月二十日
	2	XX/XX-06-048-19W5/WILR	氣井	已完成	已完成	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	二零一八年三月二十日
	3	XX/XX-01-048-20W5/WLR	氣井	已完成	已完成	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	無限期(附註5)
	4	X1/XX-11-048-20W5/WLR	氣井	已完成	已完成	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	二零一八年一月十一日
	5	X2/XX-11-048-20W5/WLR	氣井	已完成	已完成	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	二零一八年一月十一日
	6	XX/XX-12-048-20W5/WILR	氣井	已完成	已完成	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	二零一八年一月十一日
	7	XX/05-02-048-20W5/NOT	氣井	已完成	已完成	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	無限期(附註5)
	8	XX/XX-02-048-20W5/NOT	氣井	已完成	已完成	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	未開始	無限期(附註5)

附註1：所有二零一七年鑽探位置均位於現有生產井位，設有現時可連接的道路。

附註2：新礦井牌照申請或礦井牌照重續通常需時一星期。

附註3：完井將於鑽探後進行。

附註4：連接將於完井後進行，其後礦井將已作好準備生產。

附註5：「無限期」為根據礦場及礦物法的石油及天然氣年期法規第15節在阿爾伯塔土地系統所採納的詞彙。租賃/特許權的無限屆滿日期指租賃/特許權將具有無限年期，直至相關井口不具生產力為止。有關涵蓋我們於二零一七年、二零一八年及二零一九年合共8個鑽探位置的2項油氣牌照的無限年期已初步於二零一七年一月十一日屆滿，並獲重續無限屆滿日期。

附註：合資格人士無法就(a)礦井牌照申請是否屬行政程序；及(b)本公司在取得三年發展計劃下的礦井的礦井牌照方面是否存在任何重大法律障礙提供其意見，原因為該等事項超出其範圍。儘管礦井牌照申請程序超出其評估及評核天然氣以及石油儲量及資源的專業知識範圍，根據其觀察，合資格人士相信，礦井牌照申請屬於行政程序及並未預測本公司在取得三年發展計劃下的鑽探位置的礦井牌照方面存在重大法律障礙。

業 務

產量預測

本公司二零一七年至二零一九年按數量劃分的年度產量預測*

		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 風險前後備)**
Alberta	天然氣(每日千立方英尺)	35,276	37,464	30,884	13,635
Foothills	液體(天然氣凝液/凝析油)(每日桶)	301	319	263	116
Peace River	輕質原油(每日桶)	65	49	37	
	總產量(桶油當量/日)	6,245	6,612	5,448	2,389

* 釐定上述按數量劃分的產量預測之主要假設乃基於GLJ所採用的主要假設。有關更多資料請參閱本招股章程附錄四之合資格人士報告第IV-127至IV-129頁及第IV-246頁。以上產量預測包括現時生產中的井口。

** 二零一九年的所有新鑽探位置的生產預測乃按合資格人士報告第IV-142頁所提述的最佳估計風險前潛在可採資源量得出。倘按照最佳估計風險前潛在可採資源量反映發展機會，則須對生產預測應用80%的因子。

各個鑽探位置的年度產量預測乃基於GLJ所提供各個鑽探位置的每日平均生產率以及各個鑽探位置的預測生產日數得出。各個現有礦井及新鑽探位置於二零一七年至二零一九年的年度產量預測明細載列如下：

業 務

鑽探年份	編號	鑽探位置	區域	井別	二零一七年年度產量預測			二零一八年年度產量預測			二零一九年年度產量預測			估計					
					年度 氣體 (百萬 立方英尺)	年度液體 (桶石油)	年度總計 (桶油 當量)	年度 氣體 (百萬 立方英尺)	年度液體 (桶石油)	年度總計 (桶油 當量)	年度 氣體 (百萬 立方英尺)	年度液體 (桶石油)	年度總計 (桶油 當量)						
現有鑽井	1	00/07-21-047-19W5/3	Alberta Foothills-Basing	氣井	365	9,589	197,016.67	365	959	8,176	167,983	365	818	6,972	143,238	1.8	24.4	低	
	2	00/05-29-047-19W5/0	Alberta Foothills-Basing	氣井	365	1,336	233,977.27	365	1,203	10,238	210,765	365	1,084	9,244	189,919	1.5	38.5	低	
	3	02/08-36-047-20W5/2	Alberta Foothills-Basing	氣井	365	2,963	519,047.15	365	2,179	18,578	381,692	365	1,602	13,660	280,658	1.4	16.2	低	
	4	00/10-36-047-20W5/4	Alberta Foothills-Basing	氣井	365	272	47,639.54	365	224	1,911	39,263	365	187	1,597	32,804	4.8	20.2	低	
	5	03/05-02-048-20W5/2	Alberta Foothills-Basing	氣井	365	1,190	101,146	208,462.94	365	1,019	8,093	178,600	365	873	7,445	152,958	1.9	25.5	低
	6	00/16-22-080-17W5/3	Peace River-Dawson	油井	365	3,650	3,650	3,650	365	3,285	3,285	3,285	365	2,555	2,555	2,555	0.8	11.7	低
	7	00/02-35-080-17W5/0	Peace River-Dawson	油井	365	20,075	20,075	20,075	365	14,600	14,600	14,600	365	10,950	10,950	10,950	0.6	16.5	低
二零一七年	1	XX/08-21-047-19W5/WILR	Alberta Foothills-Basing	氣井	253	2,341	410,084	365	2,163	18,441	378,878	365	1,825	15,562	319,728	0.9	42.5	低	
	2	XX/14-29-047-19W5/WILR	Alberta Foothills-Basing	氣井	253	2,308	404,265	365	2,070	17,650	362,636	365	1,697	14,472	297,347	0.9	36.0	低	
	3	XX/02-36-047-20W5/WILR	Alberta Foothills-Basing	氣井	232	1,343	235,256	365	1,349	11,500	236,279	365	1,125	9,595	197,145	1.2	33.9	低	
二零一八年	1	XX/11-02-048-20W5/WILR	Alberta Foothills-Basing	氣井				323	1,459	12,440	255,591	365	1,340	11,429	234,809	0.7	35.0	低	
	2	XX/02-36-047-20W5/NOT	Alberta Foothills-Basing	氣井				296	1,050	8,954	183,972	365	721	6,147	126,293	2	35.5	低	
二零一九年	1	XX/XX-32-047-19W5/WILR	Alberta Foothills-Basing	氣井								149	691	5,895	121,113	1.9	27.1	中	
	2	XX/XX-06-048-19W5/WILR	Alberta Foothills-Basing	氣井								116	557	4,753	97,645	1.9	28.0	中	
	3	XX/XX-01-048-20W5/WILR	Alberta Foothills-Basing	氣井								142	694	5,917	121,561	1.9	29.3	中	
	4	X1/XX-11-048-20W5/WILR	Alberta Foothills-Basing	氣井								114	557	4,753	97,645	1.9	27.9	中	
	5	X2/XX-11-048-20W5/WILR	Alberta Foothills-Basing	氣井								149	692	5,901	121,241	1.9	27.9	中	
	6	XX/XX-12-048-20W5/WILR	Alberta Foothills-Basing	氣井								116	556	4,743	97,453	1.9	26.5	中	
	7	XX/05-02-048-20W5/NOT	Alberta Foothills-Basing	氣井								142	614	5,238	107,621	4.1	38.5	中	
	8	XX/XX-02-048-20W5/NOT	Alberta Foothills-Basing	氣井								114	614	5,238	107,621	4.1	38.5	中	

附註1： 年度液體指氣井的天然氣凝液及凝析油。

附註2： 年度產量按照於二零一六年九月三十日生效的GLJ報告計算。

附註3： 二零一九年的所有新鑽探位置的生產預測乃按合格人士報告內的最佳估計風險前潛在可採資源量得出。倘按照最佳估計風險前潛在可採資源量反映發展機會，則須對生產預測應用80%的因子。

附註4： 各鑽探位置的估計收支平衡期及儲量／資源年期乃由GLJ提供。GLJ利用證實加可能儲量、產品價格及市場預測、現行礦稅制度及實際經營成本數據，以釐定所有於二零一七年及二零一八年新增鑽探位置的收支平衡期，而GLJ乃使用最佳估計風險前潛在可採資源量、產品價格及市場預測、現行礦稅制度及實際經營成本數據，以釐定所有於二零一九年新增鑽探位置的收支平衡期。

附註5： 現有井口(1號至7號)的收支平衡期乃按本公司的未經審核管理賬目計算得出。

業 務

根據行業顧問表示，發電需求不斷上升及自油砂生產原油導致天然氣需求可能會因阿爾伯塔新天然氣生產而增加。根據本公司的年度天然氣生產估計，我們的生產預測將由二零一七年的0.364十億立方米(12,876百萬立方英尺)增加至二零一八年的0.387十億立方米(13,674百萬立方英尺)及二零一九年的0.460十億立方米(16,249百萬立方英尺)。此換算為阿爾伯塔可於市場銷售的天然氣生產估計百分比，於二零一七年、二零一八年及二零一九年分別為0.34%、0.37%及0.45%。故此，在實行我們的三年發展計劃後，本公司預期增大的產量將會有充足的市場需求。

資本開支

我們所預期於二零一七年、二零一八年及二零一九年在Alberta Foothills的Basing的鑽探、完井及連接成本以及收購潛在土地的預期資本開支預算載於下表：

地點／資本開支	二零一七年	二零一八年	二零一九年	總計
鑽探、完井及連接成本	18.0 百萬加元	12.0 百萬加元	59.2 百萬加元	89.2 百萬加元
土地收購以及地質及 地球物理評估	1.5 百萬加元	—	2.0 百萬加元	3.5 百萬加元
將予鑽探礦井的總數	<u>3</u>	<u>2</u>	<u>8</u>	<u>13</u>
總資本開支	<u>19.5</u> 百萬加元	<u>12.0</u> 百萬加元	<u>61.2</u> 百萬加元	<u>92.7</u> 百萬加元

附註：

- (1) 上述鑽探、完井及連接成本乃根據GLJ所採用各個井的成本計算所得。有關更多資料，請參閱本招股章程附錄四合資格人士報告第IV-145頁。
- (2) 未來發展的總資本開支92.7百萬加元估計乃由本公司向GLJ提供。作出預期資本開支預測的主要因素乃基於第三方的報價，其中包括鑽井設備成本、導向鑽探成本、淤泥成本、水泥成本及並未獲提供賣方報價的選擇性壓裂成本。根據支持性的賣方成本估計及GLJ的非機密檔案(包括來自第三方程式如Geo Scout、AccuMap及geoLogic之公開數據)，故GLJ認為該等估計乃屬合理。此等程式提供鑽探時間、砂噸、壓裂階段數量，以及不時提供鑽探及完成礦井之成本等資料。

業 務

我們擬將全球發售所得款項淨額(假設發售價為每股股份3.40港元,即估計發售價範圍之中位數)約52.6%(金額為18百萬加元)及現有營運資金用於撥支預期資本開支約19.5百萬加元,以供於二零一七年開發3個礦井。我們預期以下列資金來源撥支約73.2百萬加元,以供於二零一八年及二零一九年分別開發2個礦井及8個礦井:

(i) 全球發售所得款項淨額的約38.4%,約為13.0百萬加元(假設發售價為每股股份3.40港元,即估計發售價範圍之中位數)。

(ii) 經營活動所產生的現金流入淨額約56.3百萬加元,其中包括^(附註1):

- 截至二零一八年及二零一九年十二月三十一日止年度自銷售收益產生現金流入約96.5百萬加元;
- 截至二零一八年及二零一九年十二月三十一日止年度自皇家礦產稅及經營成本的現金流出約32.6百萬加元;
- 本公司自一般及行政成本的現金流出約7.3百萬加元;及
- 自融資開支的現金流出約0.2百萬加元。

(iii) 新銀行借貸約8.0百萬加元。

鑒於新銀行借貸相較我們自生產礦井所產生的經營現金流入數量的規模有限,我們相信我們按獨立基準集資的往績記錄(於本招股章程「與控股股東的關係—財政獨立」一節詳述)已展示我們按獨立基準向獨立第三方取得新融資的能力。按照上述情況,本公司認為將具備充裕資金以撥支我們發展10個井口並於二零一九年年底前使其投入商業生產階段,且將毋須作出進一步具有一定規模的集資行動或銀行借貸。

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

Alberta Foothills

Basing

我們於 Alberta Foothills 的 Basing 區域之權益包括覆蓋 9,600 淨英畝的油氣牌照並位於加西盆地內，即阿爾伯塔 Edmonton 西南面約 230 公里。根據三年發展計劃，Basing 預期將能於二零一七年生產最多約每日 6,180 桶油當量、於二零一八年約每日 6,563 桶油當量天然氣、天然氣凝液及凝析油（按照證實及可能儲量生產預測）及於二零一九年約每日 5,411 桶油當量天然氣、天然氣凝液及凝析油（按照證實及概算儲量生產預測）及額外每日 2,389 桶油當量天然氣、天然氣凝液及凝析油（按照最佳估計風險前潛在可採資源量）。平均 2P 儲量壽命約為 30 年。多井將自個別井場鑽探，減少對地表的干擾。於合資格人士報告，Basing 獲分配為總證實加可能儲備估計 17,567 千桶油當量及最佳估計總風險前潛在可採資源量 10,396 千桶油當量。有關更多資料，請參閱本招股章程附錄四合資格人士報告。

於二零零七年，我們於 Basing 鑽探首個勘探井，以評估該地區的資源潛力。於最後實際可行日期，我們有五口生產井，而另外一個井口則因經濟限制考慮而已經自願及暫時關閉。我們擬進一步於二零一七年鑽探三個礦井、於二零一八年鑽探兩個礦井及於二零一九年鑽探八個礦井。我們擬於未來三年鑽探合共 13 個礦井，重點為 Wilrich 及 Mountain-Park 構造、與我們現時的生產儲層有相同或類似地質特徵的區域。於該等礦井完井時，其可連接至本公司現有的集氣系統，以開始生產天然氣及天然氣凝液。

在 Basing 區域，約 18.0 百萬加元將於二零一七年分配至鑽探、完井及連接，而約 12.0 百萬加元及 59.2 百萬加元將分別於二零一八年及二零一九年分配至鑽探、完井及連接。

Voyager 及 Kaydee

於最後實際可行日期，我們於 Alberta Foothills 的 Voyager 及 Kaydee 區域的權益分別覆蓋約 22,400 及約 19,200 淨英畝並位於加西盆地地區內，即阿爾伯塔 Edson 西南面約 76 公里。Voyager 及 Kaydee 區域受惠於部分類似地理特徵，而根據合資格人士報告，Voyager 及 Kaydee 區域已分配最佳估計總風險前遠景可採資源量估計 69,571 千桶油當量。有關更多資源，請參閱本招股章程附錄四所載的合資格人士報告。

包括Wilrich及Mountain Park構造的Spirit River組合為主要生產目標構造，與Basing類似。地質特徵包括其儲層厚度、儲層中自然裂縫的發育程度及如3D地震數據所顯示的構造形式，而毗鄰礦井與Basing的地質及地球物理特徵非常相似。

我們於未來三年並無即時計劃於Voyager及Kaydee區域鑽探井口，惟將會進行進一步勘探活動，藉以於該區將資源升級為儲量。

Peace River

Dawson

於最後實際可行日期，我們於Dawson的權益覆蓋3,200淨英畝並位於加西盆地的區域內，即阿爾伯特Peace River西北面約45公里。Dawson已由合資格人士分配估計證實儲量69千桶石油、證實加概算儲量99千桶石油、證實加概算加可能儲量135千桶石油及最佳估計總風險前遠景可採資源量899千桶石油。有關更多資料，請參閱本招股章程附錄四所載的合資格人士報告。

於最後實際可行日期，我們有兩口生產井，而鑒於經濟限制考慮，一口井已自願暫時關閉。合共6個位置已獲GLJ分配為遠景鑽探位置。我們可在油價回升時隨時恢復Dawson暫停礦井的生產，而毋須增加成本。我們於未來三年並無即時計劃鑽探井口，惟將會進行進一步勘探活動，藉以於該區將資源升級為儲量。

生產及經營成本

誠如合資格人士報告所述，我們於二零一七年至二零一九年的天然氣及石油營運單位現金經營成本估計分別為每桶油當量4.75加元及每桶油當量15.17加元。有關我們經營成本的更多資料，請參閱本招股章程「財務資料—損益及其他全面收益表—生產成本及總現金經營成本」一節。

業 務

下表顯示本公司於二零一三年至二零一六年之實際經營成本及我們的項目於二零一七年至二零一九年之預測經營成本的概要及明細：

天然氣、天然氣凝液及凝析油

	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一六年 ¹	二零一七年	二零一八年	二零一九年
	實際	實際	實際	實際	預測	預測	預測
	加元／ 桶油當量	加元／ 桶油當量	加元／ 桶油當量	加元／ 桶油當量	加元／ 桶油當量	加元／ 桶油當量	加元／ 桶油當量
固定	0.51	0.85	0.92	0.54	0.72	0.72	0.72
非固定	0.47	0.58	0.38	0.34	0.45	0.45	0.45
運輸	3.86	3.59	3.75	3.81	3.57	3.57	3.57
總經營成本	<u>4.84</u>	<u>5.02</u>	<u>5.05</u>	<u>4.69</u>	<u>4.74</u>	<u>4.74</u>	<u>4.74</u>
	實際				預測		
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一六年 ¹	二零一七年	二零一八年	二零一九年
	加元／ 桶油當量	加元／ 桶油當量	加元／ 桶油當量	加元／ 桶油當量	加元／ 桶油當量	加元／ 桶油當量	加元／ 桶油當量
聘請員工	0.79	0.75	0.80	0.66	0.74	0.74	0.74
消耗品	0.57	0.50	0.48	0.49	0.49	0.49	0.49
燃料、水電及 其他服務	2.16	2.51	2.44	2.02	2.28	2.28	2.28
環境保護及監管	0.09	0.08	0.13	0.10	0.09	0.09	0.09
產品營銷及運輸	1.22	1.15	1.05	1.25	1.09	1.09	1.09
非所得稅、 皇家礦產稅及其他 政府收費	0.01	0.03	0.15	0.17	0.05	0.05	0.05
總經營成本 ^(附註)	<u>4.84</u>	<u>5.02</u>	<u>5.05</u>	<u>4.69</u>	<u>4.74</u>	<u>4.74</u>	<u>4.74</u>

業 務

原油

	二零一三年 實際	二零一四年 實際	二零一五年 實際	二零一六年 ¹ 實際	二零一七年 預測	二零一八年 預測	二零一九年 預測
	加元/ 桶石油	加元/ 桶石油	加元/ 桶石油	加元/ 桶石油	加元/ 桶石油	加元/ 桶石油	加元/ 桶石油
固定	3.16	2.90	3.51	4.01	2.59	2.59	2.59
非固定	12.98	4.79	3.47	3.54	4.87	4.87	4.87
運輸	12.60	9.51	7.96	4.63	7.71	7.71	7.71
總經營成本	28.74	17.20	14.94	12.18	15.17	15.17	15.17
	實際				預測		
	二零一三年 加元/ 桶石油	二零一四年 加元/ 桶石油	二零一五年 加元/ 桶石油	二零一六年 ¹ 加元/ 桶石油	二零一七年 加元/ 桶石油	二零一八年 加元/ 桶石油	二零一九年 加元/ 桶石油
聘請員工	2.59	2.37	2.34	2.16	1.69	1.69	1.69
消耗品	5.57	4.69	1.07	0.70	3.04	3.04	3.04
燃料、水電及 其他服務	7.81	0.63	2.64	2.11	2.98	2.98	2.98
環境保護及監管	0.15	—	—	—	0.05	0.05	0.05
產品營銷及運輸	12.60	9.51	7.96	4.63	7.29	7.29	7.29
非所得稅、 皇家礦產稅及 其他政府收費	0.02	—	0.93	2.58	0.12	0.12	0.12
總經營成本 ²	28.74	17.20	14.94	12.18	15.17	15.17	15.17

附註：

- 根據由二零一六年一月至九月的已審核數字及由二零一六年十月至十二月的未經審核數字得出。
- 以下須遵守上市規則第18.03(3)條規定的項目由於以下原因並不適用於我們的經營成本：
 - 現場及場外管理：我們委聘獨立第三方承包商及顧問為我們的大部分營運供應服務，包括檢查及維修、壓力容器完整性管理、組合設備供應及設施經營。與委聘承包商及顧問有關的成本計入與聘請員工有關的成本內。
 - 員工運輸：我們委聘獨立第三方承包商及顧問為我們的大部分營運供應服務，包括鑽探及完井諮詢、地震數據、地質及地球物理諮詢、工程及設計、監管及環境諮詢、檢查及維護、壓力容器完整性管理、組合設備供應及設施經營。該等承包商及顧問負責彼等本身的運輸成本，故與員工運輸有關的估計現金經營成本並不適用。
 - 或然撥備：我們為營運投購多份保險政策，包括(i)為物業及設施投購保險，包括礦井、集氣站、管道、井位及井口設備以及其他機器及供應品；(ii)為現場員工投購員工賠償保險；(iii)為鑽井及完井營運投購保險(包括重新鑽井、滲漏及污染)；(iv)一般工

傷保險；及(v)超額責任險。就此，我們相信我們的保險水平足夠涵蓋可能於我們的營運發生不可預見情況時的額外成本，因此毋須作出或然撥備。

我們的預測經營成本可能因眾多因素導致與實際未來經營成本有所差異，包括於本招股章程「風險因素」一節所述之因素。此外，閣下亦應就過度依賴任何前瞻性資料之風險參閱本招股章程「前瞻性陳述」一節。

於二零一三年至二零一六年之實際經營成本及於二零一七年至二零一九年之預測經營成本及明細詳情按每桶油當量／桶石油基準於上表列示，並按以下各項為基準：

- (i) 於合資格人士報告內之成本估計，其乃按生產礦井數量及我們的三年發展計劃的產量預測得出；及
- (ii) 對我們於二零一三年至二零一六年之實際經營成本的分析。

基於GLJ之預測售價及經營成本，我們預期一經開始生產，我們的生產資產均可達致營運資金及現金流量資金自給自足。

於往績記錄期間，經營成本主要包括：(i)燃料、水電及其他服務；(ii)產品營銷及運輸；(iii)消耗品；(iv)聘用人手；(v)環境保護及監控；及(vi)非所得稅及其他政府收費。有關經營成本的更多資料，請參閱本招股章程「財務資料—經營成本」一節。

於往績記錄期間，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勘探及評估資產開支金額分別約為0.6百萬加元、6.0百萬加元、3.9百萬加元及0.8百萬加元。有關勘探開支及其如何計入財務報表的更多資料，請參閱本招股章程「財務資料—勘探及評估資產」一節。

業 務

下列敏感度分析顯示天然氣實際平均售價及預測平均售價(包括市場銷售及合約銷售)之假設波動對收益之影響,僅供說明用途。假設波動為每千立方英尺2加元、每千立方英尺3加元、每千立方英尺4加元、每千立方英尺5加元及每千立方英尺6加元,其對應於往績記錄期間內Canadian Gas Price Reporter的過往天然氣價格及於預測期間的預測天然氣價格。

	截至十二月三十一日止年度				截至十二月三十一日止年度		
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一六年	二零一七年	二零一八年	二零一九年
	實際				預測		
					2P	2P	2P加最佳估計 風險前潛在*
數量(千立方英尺)	4,202,855	5,697,904	3,788,831	7,388,370	12,875,375	13,674,360	16,249,800
實際平均售價/預測平均售價(加元/千立方英尺)	3.62	4.70	3.61	2.70 ^{***}	3.17 ^{**}	3.19 ^{**}	3.46 ^{**}
收益(千加元)	15,211	26,795	13,683	19,982 ^{***}	40,815	43,621	56,224
	收益增加 /(減少)	收益增加 /(減少)	收益增加 /(減少)	收益增加 /(減少)	收益增加 /(減少)	收益增加 /(減少)	收益增加 /(減少)
加元/千立方英尺	千加元	千加元	千加元	千加元	千加元	千加元	千加元
2.0	(6,809)	(15,384)	(6,100)	(5,205)	(15,064)	(16,272)	(23,725)
3.0	(2,606)	(9,686)	(2,311)	2,183	(2,189)	(2,598)	(7,475)
4.0	1,597	(3,989)	1,478	9,571	10,687	11,076	8,775
5.0	5,800	1,709	5,266	16,960	23,562	24,751	25,025
6.0	10,003	7,407	9,055	24,348	36,437	38,425	41,274

* 僅供說明

** 按照GLJ報告。有關詳情請參閱本招股章程附錄四第IV-79頁。

*** 根據由二零一六年一月至九月的已審核數字及由二零一六年十月至十二月的未經審核數字得出。

天然氣銷售為主要業務分部並佔我們的大部分收益、皇家礦產稅及經營成本。於以下分析中,本公司說明就根據發展計劃本公司於往績記錄期間及二零一七年至二零一九年預測期間的淨溢利而有關天然氣售價及銷量的收支平衡分析。

業 務

有關淨溢利的收支平衡分析

	截至十二月三十一日止年度				截至十二月三十一日止年度		
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	二零一六年 ^{***}	二零一七年	二零一八年	二零一九年
	實際				預測		
					2P	2P	2P加最佳估計 風險前潛在*
數量(千立方英尺)	4,202,855	5,697,904	3,788,831	7,388,374	12,875,375	13,674,360	16,249,800
實際平均售價/預測 平均售價(加元/ 千立方英尺)	3.62	4.7	3.61	2.70	3.17 ^{**}	3.19 ^{**}	3.46 ^{**}
	加元/ 千立方英尺	加元/ 千立方英尺	加元/ 千立方英尺	加元/ 千立方英尺	加元/ 千立方英尺	加元/ 千立方英尺	加元/ 千立方英尺
收支平衡售價	3.77	4.18	4.27	3.03	2.10	2.01	2.01 ⁽¹⁾
	千立方英尺	千立方英尺	千立方英尺	千立方英尺	千立方英尺	千立方英尺	千立方英尺
收支平衡銷量	4,383,411	5,059,633	4,476,859	8,284,372	8,538,264	8,628,254	9,454,266 ⁽²⁾
	%	%	%	%	%	%	%
收支平衡銷量佔天然 氣總產量百分比	104.3	88.8	118.2	112.1	66.3	63.1	58.2 ⁽³⁾

* 僅供說明

** 按照GLJ報告得出。有關詳情請參閱本招股章程附錄四第IV-79頁。

*** 根據由二零一六年一月至九月的經審核數字及由二零一六年十月至十二月的未經審核數字得出。

附註：

- (1) 於二零一九年，倘不計及最佳估計風險前潛在產量，收支平衡售價為每千立方英尺2.24加元。
- (2) 於二零一九年，倘不計及最佳估計風險前潛在產量，收支平衡銷量為7,302,099千立方英尺。
- (3) 於二零一九年，倘不計及最佳估計風險前潛在產量，收支平衡銷量佔天然氣總產量百分比的64.8%。

業 務

下表載列實際／預測售價及市價，以供說明：

	截至十二月三十一日止年度			二零一六年		截至十二月三十一日止年度		
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	第一季	二零一六年	二零一七年	二零一八年	二零一九年
				至第三季	第四季			
實際／預測平均售價 (加元／千立方英尺)	3.62	4.70	3.61	2.45	3.30	3.17	3.19	3.46
—遠期售價 (加元／千立方英尺)	3.73	4.07	3.95	3.10	3.24	—	—	—
—已變現價格 (加元／千立方英尺)**	3.53	5.02	2.43	1.70	3.35	—	—	—
實際／預測市價* (加元／千立方英尺)	3.23	4.57	2.74	2.01	3.34	3.24	3.24	3.46

* 於二零一三年至二零一六年的實際平均市價為AECO同日現貨價除該期間平均數；於二零一七年至二零一九年的預測平均市價為按照於附錄四的GLJ預測之AECO／NIT現貨氣體價格（1千立方英尺=1.08百萬英熱單位）

** 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。

氣體加工能力、運輸支援及資源

我們已就實行三年發展計劃強調下列氣體加工能力、運輸支援及資源。

(a) 氣體加工

於往績記錄期間，我們已委聘ConocoPhillips於其Peco氣體處理場為我們未處理的天然氣進行加工至可出售狀態。我們就於Peco氣體處理場訂有關於每日8百萬立方英尺的既定氣體加工能力合約，直至二零一九年二月為止。ConocoPhillips已向我們提供下列Peco氣體處理場潛在可供我們使用的加工能力預測。

業 務

下表載列本公司可用的氣體處理能力：

年度	生產預測 (附註1) (A)	分配於Peco氣體 處理場的 產能 (附註2) (B)	於Peco氣體 處理場的預測 可用產能 (附註3) (C)	分配加預測 可用產能/ 生產預測 (B+C)/A
二零一七年	每日 35.3百萬立方英尺	每日 8.0百萬立方英尺	每日 37.8百萬立方英尺	130%
二零一八年	每日 37.5百萬立方英尺	每日 8.0百萬立方英尺	每日 41.5百萬立方英尺	132%
二零一九年	每日 44.5百萬立方英尺	每日 8.0百萬立方英尺	每日 41.5百萬立方英尺	110%

附註1：生產預測乃摘錄自我們按照二零一七年及二零一八年的2P儲量資源所得的三年發展計劃，並匯總二零一九年的2P儲量及最佳估計風險前潛在可採資源量，僅供說明。

附註2：本公司預期將於其現有合約於二零一九年二月屆滿後按類似條款重續委聘ConocoPhillips。

附註3：鑒於Peco氣體處理場過往及現時的可用產能按類似價格提供，董事於作出合理查詢後認為Peco氣體處理場的預測可用產能亦將按其現時分配的類似價格提供。

除Peco氣體處理場外，如有需要，我們亦可聘請位於本公司在Basing的生產地點以北12公里，並由獨立第三方營運的另一個氣體處理場。就管理層所深知，於二零一六年九月三十日，該加工場已使用其設計產能的約36%營運，即約為每日400百萬立方英尺。有鑒於此，本公司相信其將具備充足氣體加工能力以配合實行三年發展計劃後的產量增長。

(b) 運輸

天然氣及天然氣凝液

於往績記錄期間，我們已聘請NGTL運輸天然氣，合同形式包括鎖定天然氣量運輸服務(FT-R)及不鎖定天然氣量可中斷運輸服務(IT-R)。由於本公司三年發展計劃項下二零一七年及二零一八年之平均天然氣運輸需求將分別為每日35.3百萬立方英尺及37.5百萬立方英尺(按照證實加概算儲量)，以及二零一九年每日44.5百萬立方英尺(按照證實加概算儲量及最佳估計風險前潛在可採資源量)，我們已就二零一七年及二零一八年全年分別委派NGTL的FT-R服務平均為每日18.6百萬立方英尺及每日65.0百萬立方英尺及二零一九年每日110.0百萬立方英尺。NGTL亦將會向本公司提供IT-R服務。

業 務

下表載列本公司可用的運輸能力：

年度	產量預測 (附註1)	已分配 NGTL的 FT-R服務	預期來自其他 第三方的可用FT-R 服務及 來自NGTL的 IT-R服務 (附註2)	可用運輸 能力總額
二零一七年	每日35.3百萬 立方英尺	每日18.6百萬 立方英尺	多於每日20百萬 立方英尺	多於每日38.6百萬 立方英尺
二零一八年	每日37.5百萬立 方英尺	每日65.0百萬 立方英尺	不需要	每日65.0百萬 立方英尺
二零一九年	每日44.5百萬立 方英尺	每日110.0百萬 立方英尺	不需要	每日110.0百萬 立方英尺

附註：

1. 生產預測乃摘錄自我們按照二零一七年及二零一八年的2P儲量資源所得的三年發展計劃，並匯總二零一九年的2P儲量及最佳估計風險前潛在可採資源量，僅供說明。
2. 來自其他第三方的預期可用FT-R服務以及來自NGTL的預期IT-R服務(如需要)將彌補二零一七年的運輸能力短缺。此乃基於我們過往的經驗，包括由二零一六年一月至十一月，我們自其他第三方收取的每月平均及最高FT-R服務分別為每日9.7百萬立方英尺及每日17.8百萬立方英尺。於二零一七年，我們擬繼續相同安排，以彌補短缺(將以若干來自NGTL的預期可用IT-R服務進一步彌補)，而來自NGTL的預期可用IT-R服務乃基於由NGTL於二零一四年十二月開始短期營運計劃(「短期營運計劃」)及隨著短期營運計劃的進度改善IT-R服務前提供100%IT-R服務以及其涵蓋二零一七年年尾期間的每月中斷預測而計算。

我們對預期可用NGTL IT-R的估計基於我們的IT-R服務使用量的過往記錄以及NGTL有關運輸能力的資料及我們的核心營運地區需求作出。由NGTL提供的預期可用IT-R服務視乎氣體生產商的運輸能力需求及NGTL的供求彈性。NGTL系統為擁有數百個收取、交付、開採位置的管道系統。誠如NGTL的刊物所述，NGTL系統為「主要由氣體消耗及出口支配的多變及不可預測的吞吐量、向氣體生產商採購的多變及不可預測的供應、互連及商業儲存位置，並由互連及NGTL供求彈性支配的多變及不可預測系統管線組合」。因此，行業顧問及合資格人士未能提供其對二零一七年的IT-R預測的意見。

有鑒於上述因素，本公司相信於實施三年發展計劃後，我們將具備充足運輸能力供我們產量之用。

原油及凝析油

於往績記錄期間，本公司已與VNW及Springburn訂立書面協議，以聘請彼等以貨車運送將於阿爾伯塔市場出售的凝析油及原油。此等協議的條款將自動重續及延長。此外，於阿爾伯塔亦有許多運輸供應商，而本公司將能夠於當地市場覓得其他選擇。

有見及此，本公司相信於實施三年發展計劃後，我們將具備充足運輸能力供我們產量之用。

(c) 勞工、設備、分包商及公用設施

於往績記錄期間，本公司一直聘請獨立第三方分包商及顧問以為我們的大部分營運提供服務，其中包括鑽探及完井諮詢、檢測及維護、壓力容器完整性管理、包裝設備及設施營運供應。

我們的生產設施需要有限的外部供應商的公用設施供應。設備如壓縮站、抽油機及井場發電機主要使用我們生產的無硫天然氣作為燃料氣體。我們的營運僅須有限份量的水，而我們一般鑽探當地水井以配合我們的營運需求，或倘我們未有充足水電供營運之用，則輔以其他水電供應商按市價作出的供應。於往績記錄期間，我們的營運未曾因任何水電或燃料氣體供應短缺而中斷。

根據我們的三年發展計劃，對勞工及設備的主要需求將為鑽井、鑽探及完井人員、連接的工人及設備。本公司於二零一七年、二零一八年及二零一九年分別將使用兩台、一台及四台鑽井井架以作鑽探礦井之用。根據我們的管理層的行業經驗及據彼等所深知，於加拿大西部有大量井架供應，而各井架均配有本地勞工市場的鑽探人員、工程師及顧問團隊運作，本集團須承擔有關成本。就此而言，本公司能夠覓得不可或缺的鑽井井架及設備、工人、工程師及顧問以進行鑽探、完井及連接工序。

於最後實際可行日期，我們有10名全職僱員於我們的管理、工程、會計及人力資源分部工作。我們亦聘請獨立第三方分包商及顧問為大部分營運提供服務。我們認為，現時人手就我們的營運而言乃屬充足。

鑒於上述因素，我們相信我們已有充足支援及資源供實行三年發展計劃之用。有關氣體加工、運輸、勞工、設備、分包商及公用設施之進一步詳情已於本招股章程「業務—營運、運輸、我們的供應商及承包商、公用設施以及僱員及僱傭關係」一節內全面披露。

我們的三年發展計劃之可能調整

本公司現時計劃我們將繼續根據現時天然氣價格及GLJ未來預測天然氣價格實行三年發展計劃。

然而，倘出現不大可能發生的情況，即天然氣價格較我們的管理層現時預計更長時期回落並維持低於每千立方英尺2.04加元（就我們的溢利淨額包括於二零一九年的最佳估計風險前潛在產量而言，我們截至二零一七年、二零一八年及二零一九年十二月三十一日止年度的平均收支平衡價格），本公司可能延遲鑽探若干鑽探位置或暫時關閉維持生產將屬不經濟的生產井位。儘管此舉可能對我們的生產水平及繼而對未來收入造成不利影響，其將有助本公司盡量減低資本開支及於低價格時期對現金流量的影響，以就當市價回復時恢復全面發展保留財務資源。

儲量及資源評估

獨立報告

我們已委聘獨立第三方合資格人士編製載於本招股章程附錄四之合資格人士報告，而其乃對於二零一六年九月三十日有效的油氣儲備及資源的獨立評估及評值。具體而言，GLJ對我們於Alberta Foothills的Basing、Voyager及Kaydee以及Peace River的Dawson的資產進行估值。儘管GLJ於此時尚未分配任何儲量或資源於Alberta Foothills的Stolberg、Deep Basin Devonian的Hanlan-Peco，GLJ亦對我們於該等地區的資產進行評估。在合資格人士報告中，GLJ採納現行皇家礦產稅制度，原因是新皇家礦產稅制度的若干方面尚未公開，直至該報告生效日期為止。自二零一六年九月三十日（即合資格人士報告的生效日期）以來，在Dawson的一個礦權（覆蓋約640淨英畝土地）已於二零一六年十一月到期。本公司確認，自二零一六年九月三十日起並無出現有關我們的儲量及資源的其他重大變動。

GLJ為於一九七二年成立的私人加拿大公司，提供獨立能源資源工程及地質顧問服務。GLJ獲APEGA允許進行工程及地理科學，而其服務包括經濟估值、技術研究、建議及意見。

下文所載有關儲量及資源的資料構成前瞻性陳述，其受限於若干風險及不明朗因素。請參閱本招股章程「前瞻性陳述」及「風險因素」各節。

儲量披露

根據合資格人士報告，儲量是預計在特定情況下由指定日期起通過已知積集區的開發項目進行商業開採的原油量及天然氣量。儲量必須進一步符合四個條件：根據所申請的開發項目，儲備於評估日期必須為可發掘、可開採、具商業性及有餘量。儲量按估計的有關確定程度進一步分類，可按項目的到期日細分及／或以開發和生產狀況分類。

資源披露

根據合資格人士報告，潛在可採資源量是於指定日期潛在可從已知積集區開採的原油量及天然氣量，但由於一個或多個條件尚未滿足，所採用項目尚未被視為成熟供進行商業開發。潛在可採資源量可能包括如目前並無可行市場，或商業開採須取決於發展中技術，或積集區的評估不足以清楚評估商業性的項目。潛在可採資源量按估計的有關確定程度進一步分類，可按項目的到期日細分。

根據合資格人士報告，遠景可採資源量是透過應用未來發展項目，從尚未發現的積集區中在指定日期可潛在開採的估計原油量與天然氣量。遠景可採資源量有被發掘機會和開發機會。遠景可採資源量在假設可被發掘及開發的情況下根據可開採估計的有關確定程度進一步細分，並可根據項目的到期日細分。

根據合資格人士報告，資源估計為考慮風險後及考慮風險前。潛在可採資源量乃基於開發機會調整風險。遠景可採資源量乃基於被發掘機會及開發機會調整風險。此外，最佳估計乃實際將開採數量的最佳估算。實際開採餘下數量將超逾或不及最佳估算的機會相等。倘應用概率法，實際開採數量將等於或超過最佳估算應有至少百分之50之概率(P50)。

業 務

下列由合資格人士提供的敏感度分析根據低、最佳及高估算而闡述商品價格及交換價對我們的儲量的淨現值的影響：

		證實產量	證實總儲量	證實加概算 總儲量
		(百萬加元)	(百萬加元)	(百萬加元)
GLJ (2016年-10)	稅前(10%)	50,640元	91,081元	132,990元
	稅後(10%)	50,640元	87,420元	119,370元
	稅後(15%)	44,812元	73,337元	99,057元
	稅後(20%)	40,348元	62,999元	84,529元
WTI+10加元	稅前(10%)	52,340元	94,257元	137,330元
	稅後(10%)	52,340元	89,996元	122,674元
	稅後(15%)	46,336元	75,679元	101,944元
	稅後(20%)	41,737元	65,160元	87,119元
WTI-10加元	稅前(10%)	48,859元	87,819元	128,539元
	稅後(10%)	48,859元	84,728元	115,922元
	稅後(15%)	43,210元	70,877元	96,017元
	稅後(20%)	38,886元	60,725元	81,785元
AECO+1加元	稅前(10%)	67,033元	114,092元	161,531元
	稅後(10%)	67,033元	105,242元	140,481元
	稅後(15%)	59,270元	87,956元	115,313元
	稅後(20%)	53,360元	75,358元	97,517元
AECO-1加元	稅前(10%)	32,553元	47,177元	72,817元
	稅後(10%)	32,553元	47,177元	70,881元
	稅後(15%)	28,802元	37,266元	55,489元
	稅後(20%)	25,914元	30,152元	44,608元
FX+0.05加元	稅前(10%)	46,633元	82,749元	121,569元
	稅後(10%)	46,633元	80,597元	110,581元
	稅後(15%)	41,303元	67,300元	91,549元
	稅後(20%)	37,210元	57,545元	77,902元
FX-0.05加元	稅前(10%)	55,029元	100,263元	145,563元
	稅後(10%)	55,029元	94,763元	128,892元
	稅後(15%)	48,651元	79,799元	107,125元
	稅後(20%)	43,779元	68,827元	91,610元
HH+1加元	稅前(10%)	66,229元	123,753元	177,367元
	稅後(10%)	66,229元	113,114元	152,839元
	稅後(15%)	58,536元	96,075元	127,699元
	稅後(20%)	52,679元	83,594元	109,858元
HH-1加元	稅前(10%)	33,528元	54,802元	84,188元
	稅後(10%)	33,528元	54,802元	80,815元
	稅後(15%)	29,697元	44,540元	65,360元
	稅後(20%)	26,745元	37,119元	54,311元

附註： WTI—NYMEX西德州中級原油近月合同；AECO—AECO/NIT現貨；FX—交換價；HH—NYMEX Henry Hub近月合同

主要假設

我們有關Alberta Foothills的Basing核心區域的三年發展計劃的時間表、產量提升和假設已由GLJ審閱，GLJ根據其行業經驗發表有關此等計劃的可信性和有效性的意見。

有關我們的三年發展計劃所用的假設以及對我們的天然氣及石油儲量及資源的評估及評核，請參閱本招股章程附錄四合資格人士報告。

工作流程及生產

本公司於官地拍賣程序取得的油氣項目一般將經過以下程序：(1)評估；(2)收購；(3)勘探；(4)開發；(5)生產；及(6)營銷及交付。

評估

一旦礦權公佈官地地塊供公開拍賣銷售，我們會評估預選區域，以釐定我們是否有意出價收購該土地。評估包括買賣2D或3D地震數據並進行地質及地球物理研究、礦田偵察及環境評估。我們通常需時2至3個月評估公佈的官地地塊。

收購

阿爾伯塔政府現時每月兩次公佈供公開拍賣銷售的官地，有意參與方歡迎於該等拍賣中出價。官地通常於競價日期前8個星期公佈供公開拍賣銷售。我們於評估供銷售官地的潛力並經考慮我們認為其他潛在競價者對該土地的需求及鄰近區域的過往競價價格後，可能會於拍賣中出價。為保持我們出價的保密性及根據阿爾伯塔油氣行業的普遍行業慣例，我們可委任代理人以信託方式以本公司作為受益人為該土地出價。此外，我們亦可能以自身名義為該土地出價。倘委任代理人，於我們向阿爾伯塔能源監督局遞交礦井牌照申請前，已收購土地及礦權的法定業權可隨時由代理人轉讓予本公司。成功競價至持有法定業權通常需時一至兩日。我們亦可能透過私人出售收購其他油氣資產，除並無公開拍賣外，程序一般類似。

勘探

於收購官地後，本公司將開始向第三方地震數據供應商購買已有或重新採集的其他地震數據。採集地震數據可能需時2至3個月完成，而購買地震數據則通常需時2至4個星期取得。

地震數據必須由我們委聘的第三方地球物理家使用技術軟件進行處理，以解釋及評估地下地質結構或其他地下地質資料。地震處理通常需時2至3個星期或更長的時間，視乎項目規模而言。

於地震處理後，我們將解釋已處理的地震體，以繪製地下結構圖及建議潛在鑽探位置。根據我們的過往經驗，地震資料解釋通常需時4至8個星期，取決於所涉及的面積規模。

我們的地質師將進行地質及地球物理資料綜合研究並繪製地礦圖以建議區內鑽探位置。於建議鑽探位置後，我們的工程師將開始編製鑽探計劃，包括鑽探計劃及編製地表土地組合的詳情。鑽探計劃通常需時2至4個星期完成，而地表土地組合則通常需時3至6個月完成。

一旦地表土地組合經編製，我們必須向阿爾伯塔能源監督局申請礦井鑽探牌照。假設阿爾伯塔能源監督局並無反對或要求，礦井鑽探牌照申請通常需時一星期處理。

井場建設通常需時3至4個星期。隨著井場建設進行，我們可能進行競價過程挑選潛在服務供應商，以提供鑽探及配套服務。競價過程通常需時1至2個星期。於挑選及委任服務供應商後，本公司將開始鑽探礦井。根據過往經驗，於Alberta Foothills鑽探礦井通常需時40至70日，而於Peace River輕質原油區域鑽探礦井則通常需時10至30日。

鑽井工作完成後則需要進行完井作業，完井通常涉及測試井口及準備開採及生產。根據我們的過往經驗，於Alberta Foothills完井通常需時1至3個星期。於Peace River輕質原油區域完井通常需時3至6日，取決於是否需要進行任何增產改善措施（包括壓裂）以改善碳氫化合物流量。

開發及生產

根據探井的結果，可鑽探一個或多個評價井以評估儲量規模，以作出進一步開發計劃。開發階段是否展開取決於勘探成功與否。

開發階段包括開發已發現油氣田所須的所有活動及流程，包括地質、地球物理、儲量及採油工程、發展基建、開發井設計及建設、完井設計、地表設施以及經濟及風險評估。一旦開發井已完井，其必須接駁或連接至生產或管道設施，以可供進行生產。根據本公司的過往經驗，於Alberta Foothills連接投產礦井通常需時4至8

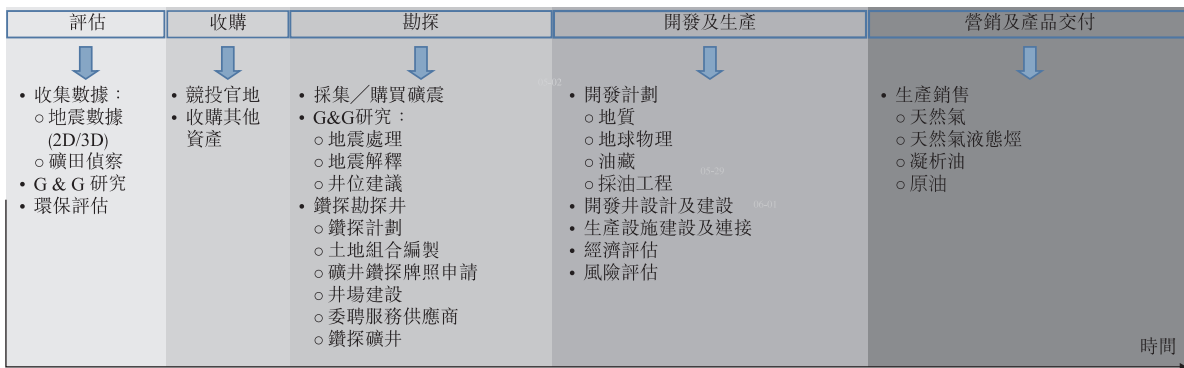
業 務

個星期，而於Peace River區域連接投產礦井則通常需時2至4星期。該等時間框架取決於已建管道或生產設施與礦井的遠近程度。我們通常委聘承包商向我們供應該等服務。

營銷及產品交付

礦井連接後，隨即生產天然氣及石油，而在市場安排及本公司的買賣協議條款的規限下，油氣通常可即時交付予客戶。於交付產品至主要管道後，天然氣、天然氣凝液、凝析油及原油產品被認為正式交付。我們委聘承包商及其他運輸服務供應商以運送我們的產品。

以下載列的流程圖闡述本公司的工作流程及生產。



由於我們的油氣生產業務性質，於往績記錄期間，我們毋須就營運維持任何存貨。我們的產品於生產及加工後即時運往管道以交付予客戶。

營運

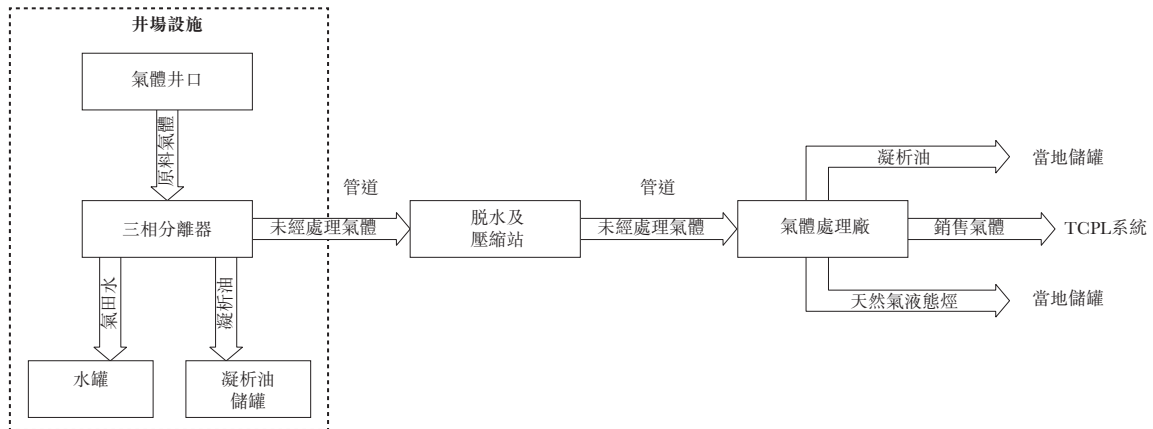
以下載列對本公司的天然氣、天然氣凝液、凝析油及石油的集氣及加工營運的描述。

集氣系統

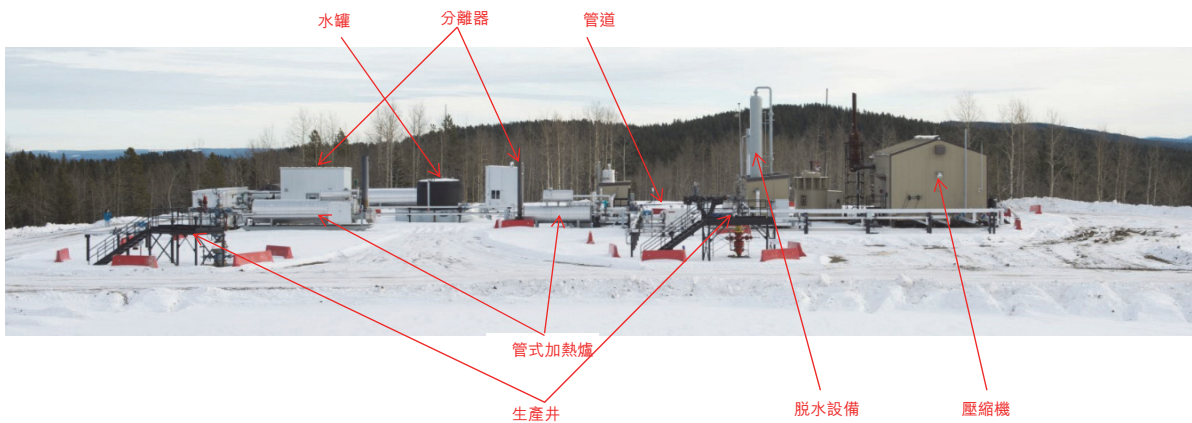
來自井口的天然氣乃於井場初步收集並通過天然氣集輸系統輸送至第三方氣體處理場。來自井口的天然氣流經井場加熱爐降壓，加熱後送至三相分離器對天然氣、凝析油及所分離的水進行分離和計量。分離出的水則儲存在井場水罐中用車拉走。凝析油乃儲存在井場貯罐用車拉走，或回注入天然氣進入壓縮機與脫水站作氣

體加壓及進一步脫水步驟。由於井口壓力足夠高，自初始產量起首數年一般毋須於井場設置井口壓縮機。離開機站的氣體隨後由集氣管道收集，並運至第三方氣體加工廠作進一步加工。

以下載列勾劃上述集氣系統的簡化流程圖：



我們的集氣系統：



氣體處理

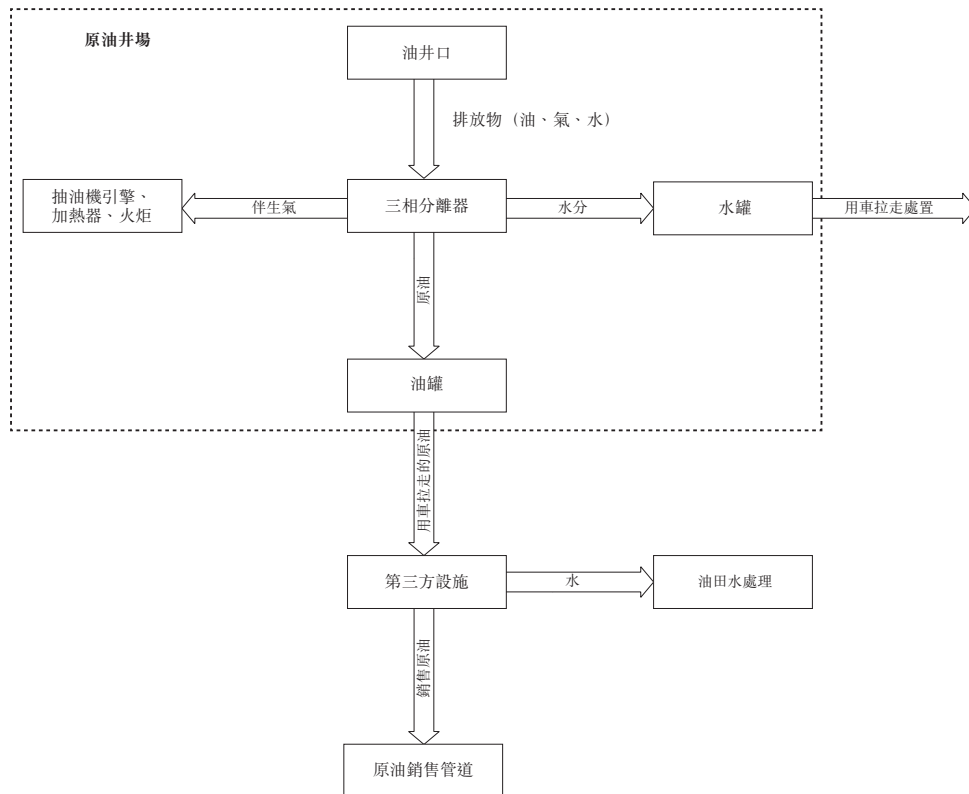
我們從 Alberta Foothills 生產的天然氣不含硫化氫 (H_2S)，只含少於 2% 二氧化碳 (CO_2)。未經處理的天然氣從我們的集氣系統送至 Conoco Phillips 的 Peco 氣體處理場淺冷裝置，將未經處理天然氣中的殘餘水與天然氣凝液分離脫除。天然氣凝液包含丙烷 (C_3H_8) 以及更高分子量的碳氫化合物。經處理後的天然氣可售予客戶，主要包含甲烷 (CH_4) 和乙烷 (C_2H_6)、極少量丙烷及正丁烷／異丁烷，水的含量低於 65 毫克

／立方米天然氣。於此階段，我們所出售天然氣的露點溫度為-10°C或以下，並將經NGTL系統交付客戶。自原料氣移除的天然氣凝液貯存於帶壓天然氣凝液貯罐中，隨後傳送予客戶。

原油收集及處理系統

我們於Peace River區域的Dawson生產的原油產品為含有按重量計少於0.42%硫的混合輕低硫原油，API比重介乎37至42。我們自油井口泵出的原油流經三相分離器作分離及分別計量石油、油田水及氣體。原油及油田水將儲存於井場的儲罐中，而原油將貨運作進一步加工，所生產的水以貨車運送處置。我們的原油貨運至第三方設施，在此，於原油內的含水將被移除至0.5%或以下。之後，原油將泵送至第三方管道系統，以向客戶交付原油。自井位分離器收集的伴生氣用作我們井口抽油機引擎及加熱器的燃氣。任何未利用完的伴生氣將遵照相關加拿大法律及法規於井場用火炬燃燒。

以下載列本公司進行原油收集及加工的簡化流程圖：



運輸

Alberta Foothills及Deep Basin Devonian均位於NGTL系統的服務地區。NGTL系統由位於阿爾伯塔及英屬哥倫比亞東北地區的超過32,000公里的天然氣管道、附設之壓縮器及其他設施組成。於往績記錄期間及直至最後實際可行日期，儘管存在下文所披露者，我們並無面臨任何天然氣及原油、天然氣凝液及凝析油的運輸能力短缺。

由於NGTL的管道及其他設施持續進行保養及維修，NGTL可能就NGTL系統公佈有關近期中斷計劃的短期營運計劃（「短期營運計劃」）及有關較長期中斷計劃的每月中斷預測。該等中斷計劃自二零一四年十二月起已影響Basing區域的短期交付能力。可中斷運輸收費（IT-R）的交付能力已由約100%波動至0%，而固定運輸收費（FT-R）則已由約100%波動至82%。於二零一六年八月部分時間，IT-R已逐步改善至50%及100%。然而，中斷計劃並無對我們的營運及財務狀況造成重大不利影響，原因是我們已經因經濟限制考慮而自願關閉一個天然氣井口的生產，以及因天然氣價格不斷下跌而縮減其他天然氣井口的產量，而我們能夠自NGTL系統的其他第三方生產商獲轉讓額外臨時FT-R服務，致令我們並無就天然氣產品經歷任何運輸能力短缺情況。我們認為除由NGTL提供的現有IT-R及FT-R服務工作外，我們將可繼續自NGTL系統的其他第三方生產商獲轉讓額外FT-R服務以滿足日後需要。我們相信，按照NGTL及其他第三方生產商的較長期中斷計劃及運輸承諾，本公司能夠就發展計劃取得充裕運輸能力。

天然氣及天然氣凝液

我們主要使用NGTL系統以運輸天然氣。於最後實際可行日期，NGTL系統每日運輸約100億立方英尺天然氣至加拿大主線管道系統及橫貫大陸的管道網絡，將天然氣由阿爾伯塔運往北美洲及互聯市場。於二零一五年十一月，NGTL系統之營運商NGTL宣佈其將花費570百萬加元以於二零一八年前完成擴展NGTL系統。

由於我們計劃確保獲得足夠的管道輸送，於二零一三年，我們與NGTL就每日8百萬立方英尺的天然氣運輸能力訂立固定運輸收費（FT-R）服務協議，以Dismal Creek作為收取點。此協議自此延長至二零二一年十月三十一日及可能進一步延長。於二零一五年九月，本公司與NGTL訂立一項項目及支出授權（「項目及支出授權」），將FT-R服務項下的訂約運輸能力增加每日102百萬立方英尺至合共每日110百萬立方英尺。誠如於二零一六年七月訂立的項目及支出授權第一份修訂所規定，NGTL亦計

業 務

劃於二零一八年第三季度前在South Dismal Creek為我們建立一個新計量站及使其投入服務。建設計量站的成本將由NGTL承擔，以為本公司提供每日102百萬立方英尺的訂約FT-R服務。

於二零一六年八月，本公司亦與ConocoPhillips訂立一份協議，據此，我們於獲分配額外每日7.24百萬立方英尺的永久FT-R服務(自二零一六年九月至二零一八年八月)及額外每日3.4百萬立方英尺的永久FT-R服務(自二零一六年九月至二零一八年四月)。

於往績記錄期間，我們亦安排按月自其他生產商(包括ConocoPhillips)轉讓可用的FT-R服務，以應付我們的生產時間表。自其他生產商轉讓的按月計FT-R服務獲該等其他生產商免費或按非常低成本分配，並由NGTL按低於根據其標準條款的IT-R服務的運輸費提供。由二零一六年一月至十二月的按月計平均獲分配FT-R為每日9.4百萬立方英尺。如有需要，我們未來將繼續作出該等安排。

下表顯示於二零一六年、二零一七年、二零一八年及二零一九年分別獲NGTL及ConocoPhillips分配的FT-R服務量：

	二零一六年一月至 二零一六年八月	二零一六年九月至 二零一八年四月	二零一八年五月至 二零一八年七月	二零一八年八月 二零一八年八月	二零一八年九月至 二零一九年十二月
ConocoPhillips的 FT-R(每日/百 萬立方 英尺) ¹	—	10.6	7.2	7.2	—
NGTL的FT-R(每 日/百萬立方英 尺) ²	8.0	8.0	8.0	110.0	110.0

附註：

1. 自ConocoPhillips轉讓的短期FT-R。此包括由二零一六年九月至二零一八年八月的每日7.24百萬立方英尺及由二零一六年九月至二零一八年四月的每日3.4百萬立方英尺。
2. 與NGTL簽立的長期FT-R。此包括直至二零二一年十月的每日8百萬立方英尺及由二零一八年七月至二零二六年六月的每日102百萬立方英尺。

概括而言，我們已分別於二零一六年第四季以及二零一七年及二零一八年全年平均獲分配每日18.6百萬立方英尺、每日18.6百萬立方英尺及每日65.0百萬立方英尺及於二零一九年每日110.0百萬立方英尺的FT-R服務，而我們相信，我們已確保在可見將來透過NGTL系統就天然氣獲得足夠的管道輸送能力。

我們的天然氣凝液產生自由ConocoPhillips擁有的Peco氣體處理場加工的未經處理天然氣。自未經處理天然氣去除的天然氣凝液儲存於Peco氣體處理場的壓縮天然氣凝液儲存罐。於往績記錄期間，我們所有於Peco氣體處理場加工的未處理天然氣所產生的天然氣凝液均售予ConocoPhillips。據管理層所深知，ConocoPhillips使用第三方管道運輸天然氣凝液予其客戶。

原油及凝析油

我們的凝析油及原油已分別由VNW及Springburn(兩者均為獨立第三方)貨運。一經貨運，原油及凝析油將進入第三管道系統及於阿爾伯塔市場出售。如有可能，本公司將於兩個月前事先知會運輸商將石油付運至其管道。

於往績記錄期間及於最後實際可行日期，我們分別與VNW及Springburn就其為我們於Basing及Dawson的凝析油及原油提供運輸及貨運服務訂立獨立運輸服務協議(「該等運輸協議」)。據我們的加拿大法律顧問所建議，該等運輸協議具有法律約束力，並可根據加拿大法律強制執行。該等運輸協議一般包含以下主要條款：

酬金	當運輸商已成功進行服務，我們將於發票日期起計3個月內向運輸商支付服務費用。
年期	初始年期由二零一五年十二月十一日起直至二零一六年十二月三十一日(「初始年期」)；惟該等運輸協議將自動重續並延長至二零一七年十二月三十一日，除非任何一方於初始年期完結前至少10日向另一方發出書面通知予以終止，或根據該等運輸協議之終止條文終止該等運輸協議。原則上，我們將安排運輸商盡可能於我們的相關油氣田提供服務，惟我們有權委聘其他承包商提供相同委聘工作。
終止	倘運輸商未能提供足夠貨車及／或合資格司機以提供服務或運輸商無法安全及如期提供服務，我們有權終止該等運輸協議。
責任保險	運輸商將獲一般責任保險保障，並於該等運輸協議年內維持有效。

彌償

運輸商將就運輸商對該等運輸協議的任何違反或運輸商就其於該等運輸協議項下之服務的任何表現疏忽產生的任何索償、訴訟、損失、損害賠償、評估、罰款、費用或開支(包括合理的律師費用及訴訟費用)提供保護、彌償並使我們不致遭受損害。我們將就本公司對該等運輸協議的任何違反或我們就於該等運輸協議項下之服務的任何表現疏忽產生的任何索償、訴訟、損失、損害賠償、評估、罰款、費用或開支(包括合理的律師費用及訴訟費用)提供保護、彌償並使運輸商不致遭受損害。

我們擬與管道及第三方中游營運商以及第三方運輸商繼續訂立額外長期運輸安排，以確保我們能在較長期獲得足夠的運輸基建。根據GLJ的生產預測，我們於Alberta Foothills的每日凝析油及天然氣凝液總產量預期將於二零一九年前增加至每日約263桶石油(按照證實加概算儲量)及額外每日116桶石油(按照最佳估計風險前潛在可採資源量)。有關更多資料，請參閱本招股章程附錄四合資格人士報告。我們相信，由於第三方運輸商的現有運輸能力能透過其貨運服務頻率增加而有所提升，隨著我們提升產量，我們將繼續獲得足夠的輸送基礎設施。

道路使用

我們已就使用私家路進入我們的井位訂立多份道路使用協議。當可能並無其他按可比較收費的可用道路進入我們的井位時，我們相信我們因此未能進入我們的井位的風險屬微不足道。倘日後未能就使用該等道路與牌照持有人達成協議，我們可請阿爾伯塔能源監督局考慮發出使用道路以進入我們井位的要求。有關更多資料，請參閱本招股章程「法律及法規—取得礦產權及租約」一節。

道路使用協議之主要條款

於最後實際可行日期，我們就進入我們的場址與第三方供應商訂立多份道路使用協議(「**道路使用協議**」)。據我們的加拿大法律顧問告知，道路使用協議根據加拿大法律屬具有法律約束力且可強制執行。該等道路使用協議自簽立日期起生效，而只要使用者須使用該等道路則維持生效，除非其中一方向另一方發出三十(30)日事先書面通知予以終止。倘按井口數量分類，道路使用費一般介乎每個初始井口約每公里650加元至每公里800加元，而就每個後續井口則為約每公里325加元至每公里400加元。倘按特定道路收費分類，就井口建設、完井及管道工程的道路使用費一

業 務

般介乎每月約每公里350加元至每公里450加元，以及就保養及井口生產工程每月每公里350加元。道路使用費須於發票日期或我們接獲發票起計三十(30)日內支付。我們已維持汽車責任及綜合一般責任險。

於往績記錄期間，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產生的道路使用費分別約為8,112.01加元、17,529.84加元、39,838.10加元及38,625.27加元。

我們的供應商及承包商

我們委聘獨立第三方承包商及顧問，以就我們的大部分營運提供服務，包括鑽探及完井諮詢、地震數據、地質及地球物理諮詢、工程及設計、監管及環境諮詢、檢查及維護、壓力容器完整性管理、組合設備供應及設施經營。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，我們分別委聘合共210名、194名、105名及77名承包商，並分別產生16.4百萬加元、17.0百萬加元、5.9百萬加元及5.2百萬加元的總承包費用。我們委聘的所有承包商均為獨立第三方。我們規定我們的承包商及顧問取得進行其活動所需的一切牌照及許可證。

下表載列我們於往績記錄期間就有關各類型活動的承包商數目明細。

活動類型	承包商數目			
	截至十二月三十一日止年度			截至二零一六年 九月三十日止 九個月
	二零一三年	二零一四年	二零一五年	
評估	4	4	3	2
收購(土地收購)	0	1	1	—
勘探	1	2	3	—
開發	151	138	55	13
生產	51	46	39	60
營銷及交付	3	3	4	2
總計	<u>210</u>	<u>194</u>	<u>105</u>	<u>77</u>

我們通常透過取得報價、下達採購訂單或透過投標程序自供應商及承包商採購材料、設備及服務。當為主要項目安排鑽井服務時，我們可能採用公開投標程序。我們於供應商及承包商甄選過程中考慮成本、工程質量、往績記錄及建議付運時間表，而最重要的是其技術專業知識。我們亦對服務供應商進行詳細的盡職審查，如

業 務

審閱其資格、往績記錄及其營運所需的牌照、許可證及批准。鑒於行內按類似條款有類似服務供應商供應，我們一般並無與供應商訂立長期供應合約。我們持續監察我們的承包商、供應商及顧問，以確保遵守其合約。

我們規定承包商於其報價及建議中確認其就訂約工作擁有合適資格並將遵守營運及安全規定及法律。此外，我們規定承包商採取適當的安全措施。

於往績記錄期間，我們與供應商或承包商並無面臨任何重大延誤、質量問題或安全問題。倘我們的任何現有供應商或承包商未能或不願意繼續向我們提供其服務，我們相信，我們將能及時識別替代服務供應商或承包商，並按不會對我們的業務營運造成重大影響的商業合理條款與其訂立服務合約。

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，來自五大供應商的採購總額分別約為6.1百萬加元、6.8百萬加元、4.1百萬加元及3.7百萬加元，分別佔我們的採購總額約40.0%、33.7%、56.1%及49.6%。來自最大供應商的採購額分別佔我們於同期的採購總額約11.4%、9.7%、28.2%及25.5%。

我們於往績記錄期間按主要供應商劃分的總採購額明細載列如下：

截至二零一三年十二月三十一日止年度

排名	供應商	千加元	佔總 採購額%	購買的產品／服務	與本集團開展 業務關係年份	關係年期
1	A	1,741	11.4%	鑽探設備及服務	二零零七年	9
2	ConocoPhillips	1,691	11.1%	氣體加工	二零零九年	7
3	B	1,370	9.0%	鑽井泥漿服務	二零一三年	2
4	C	672	4.4%	定向服務及鑽頭	二零零八年	8
5	NGTL	633	4.1%	氣體運輸	二零零八年	8
五大供應商總計		<u>6,107</u>	<u>40.0%</u>			

業 務

截至二零一四年十二月三十一日止年度

排名	供應商	千加元	佔總採購額%	購買的產品／服務	與本集團開展業務關係年份	關係年期
1	ConocoPhillips	1,959	9.7%	氣體加工	二零零九年	7
2	D	1,743	8.6%	鑽探設備及服務	二零一三年	2
3	E	1,208	5.9%	鑽井泥漿服務	二零一一年	5
4	F	1,160	5.7%	套管及管道	二零一零年	6
5	NGTL	768	3.8%	氣體運輸	二零零八年	8
五大供應商總計		<u>6,838</u>	<u>33.7%</u>			

截至二零一五年十二月三十一日止年度

排名	供應商	千加元	佔總採購額%	購買的產品／服務	與本集團開展業務關係年份	關係年期
1	ConocoPhillips	2,078	28.2%	氣體加工	二零零九年	7
2	NGTL	650	8.8%	氣體運輸	二零零八年	8
3	G	514	7.0%	辦公室租賃	二零一零年	6
4	Johnson & Herbert Construction Inc.	470	6.4%	礦井建設服務	二零零九年	7
5	Ironline Compression Limited Partnership	416	5.6%	壓縮器服務	二零一二年	4
五大供應商總計		<u>4,128</u>	<u>56.0%</u>			

截至二零一六年九月三十日止九個月

排名	供應商	千加元	佔總採購額%	購買的產品／服務	與本集團開展業務關係年份	關係年期
1	ConocoPhillips	1,927	25.5%	氣體加工	二零零九年	7
2	NGTL	832	11.0%	氣體運輸	二零零八年	8
3	G	437	5.8%	辦公室租賃	二零一零年	6
4	Ironline Compression Limited Partnership	327	4.3%	壓縮器服務	二零一二年	4
5	Midwest Surveys Inc.	226	3.0%	鑽探前服務	二零零七年	9
五大供應商合計		<u>3,749</u>	<u>49.6%</u>			

業 務

我們於往績記錄期間與承包商及供應商訂立若干合約，大部分為購買訂單。據我們的加拿大法律顧問所告知，直至最後實際可行日期，我們與承包商及供應商訂立的採購訂單根據加拿大法律具有法律約束力及可強制執行，並一般包括下列重要條款：

年期	有關購買貨品：通常為一次性交易。 有關購買服務：一年或持續至終止為止。
延長	訂單將由開始日期或礦田表現測試成功日期起延長十二個月期間（如相關）。
價格	由訂約方之間磋商。
付款日期	於發票日期起計3個月內船運後的30日船運前或發票日期，視情況而定。
終止	我們可隨時終止，惟我們將須就迄今已提供的貨品或服務負責。
彌償保證	供應商為我們因侵犯知識產權及違反有關所供應貨品或服務（視情況而定）的法律而遭受的一切索償提供彌償保證。
保證	供應商保證所供應貨品或服務乃（其中包括）優質及設計無誤。
保險	供應商必須投購適當保險及規定其各分包商投購適當保險。

有關並非採購訂單形式的其他供應合約，其主要條款一般如下：

年期	一年，或持續至買方終止為止。
重續	倘合約並非持續性，則合約可由訂約雙方重續。
價格	就服務合約按月或小時計與訂約方磋商。
付款日期	於收取發票後30日內。

業 務

終止	倘承包商於若干情況下未能履行或信納地履行，則我們可予以終止。
責任及彌償保證	各訂約方的責任及彌償保證範圍視乎有關違約或不履行，如： (a) 就礦井及設施營運合約，倘承包商出現重大疏忽或故意行為不當，則承包商將須負責及應就我們因重大疏忽或故意行為不當而遭受的一切索賠或損失提供彌償保證；及 (b) 就其他合約，違約的訂約方將須負責及就其他訂約方因違約而遭受的一切索賠或損失提供彌償保證。
保險	承包商必須投購適當的保險。規定的保險涵蓋範圍通常包括工人的補償保險、僱主責任險及綜合一般責任險。

於最後實際可行日期，就董事所深知，我們的董事、其緊密聯繫人或持有已發行股份總數5%以上的任何股東概無於截至二零一三年、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二零一六年九月三十日止九個月的任何五大供應商中持有任何權益。我們於往績記錄期間的所有五大供應商均為獨立第三方。

銷售及營銷

於往績記錄期間，我們向加拿大的客戶出售天然氣、原油、天然氣凝液及凝析油。我們於與潛在客戶訂立銷售合約前與其進行直接磋商，故我們可選擇與行業標準一致的條款及價格。除使用下文說明之第三方服務供應商提供的營銷服務以為我們安排銷售外，我們可向客戶直接銷售天然氣、天然氣凝液及凝析油以及石油。

自二零一三年二月起，我們已委聘獨立第三方Phoenix Energy Marketing Consultants Inc.以向我們提供天然氣、原油及天然氣凝液的營銷服務。向我們提供的營銷服務包括：

- 評估及甄選信譽良好的買家及訂立採購合約；
- 出席營銷及營運會議；

業 務

- 提供有關處理場及／或運輸中斷的定期營銷情報；及
- 提供有關加強營銷服務的推薦建議。

根據我們與Phoenix Energy Marketing Consultants Inc.的營銷服務協議，其必須透過研究其他交付安排以優化本公司的氣體運輸要求。該協議可由任何一方發出兩(2)個月的書面通知而予以終止，而我們的第三方服務供應商就彼等的服務獲支付每月固定服務費。

除Macquarie Energy外，我們所有現有客戶均由Phoenix Energy Marketing Consultants Inc.介紹。

客戶

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，我們的五大客戶所貢獻的收益分別約為23.5百萬加元、32.4百萬加元、16.0百萬加元及14.9百萬加元，分別佔我們的總收益約99.9%、100%、99.2%及98.4%。所有五大客戶均為油氣買賣公司或涉及油氣買賣。我們與五大客戶的業務關係年期介乎1至9年。

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，我們的最大客戶所貢獻的收益分別約為14.5百萬加元、26.7百萬加元、11.6百萬加元及8.6百萬加元，佔我們的總收益約61.7%、82.5%、72.2%及56.9%。

我們於往績記錄期間按主要客戶劃分的收益明細載列如下：

截至二零一三年十二月三十一日止年度

排名	客戶	千加元	佔總 收益%	出售的產品	與本集團開展 業務關係年份	關係年期
1	A	14,490	61.7%	天然氣	二零零七年	9
2	PetroLama	4,638	19.7%	原油	二零一一年	5
3	ConocoPhillips	3,322	14.1%	凝析油及天然氣凝液	二零一零年	6
4	B	736	3.1%	天然氣	二零一零年	5
5	C	295	1.3%	凝析油	二零零九年	7
五大客戶合計		<u>23,481</u>	<u>99.9%</u>			

業 務

截至二零一四年十二月三十一日止年度

排名	客戶	千加元	佔總 收益%	出售的產品	與本集團開展 業務關係年份	關係年期
1	A	26,749	82.5%	天然氣	二零零七年	9
2	Petro Lama	3,496	10.8%	原油	二零一一年	5
3	ConocoPhillips	1,278	3.9%	凝析油及天然氣凝液	二零一零年	6
4	C	901	2.8%	天然氣	二零零九年	7
四大客戶合計		<u>32,424</u>	<u>100.0%</u>			

截至二零一五年十二月三十一日止年度

排名	客戶	千加元	佔總 收益%	出售的產品	與本集團開展 業務關係年份	關係年期
1	Macquarie Energy	11,616	72.2%	天然氣	二零一五年	1
2	A	1,940	12.1%	天然氣	二零零七年	9
3	ConocoPhillips	1,207	7.5%	凝析油及天然氣凝液	二零一零年	6
4	Petro Lama	959	6.0%	原油	二零一一年	5
5	C	232	1.4%	凝析油	二零零九年	7
五大客戶合計		<u>15,954</u>	<u>99.2%</u>			

截至二零一六年九月三十日止九個月

排名	客戶	千加元	佔總 收益%	出售的產品	與本集團開展 業務關係年份	關係年期
1	Macquarie Energy	8,622	56.9%	天然氣	二零一五年	1
2	D	4,089	27.0%	天然氣	二零一五年	1
3	ConocoPhillips	1,259	8.3%	凝析油及天然氣凝液	二零一零年	6
4	E	521	3.4%	原油	二零一六年	1
5	C	422	2.8%	凝析油	二零零九年	7
五大客戶合計		<u>14,913</u>	<u>98.4%</u>			

我們相信，我們與客戶的現有業務關係以及我們儲量的質量及潛力已向潛在客戶證明我們向目標客戶提供穩定供應的能力。

業 務

我們不曾產生任何有關與客戶買賣產品的呆壞賬。我們與客戶並無任何回扣、廣告、銷售激勵、促銷或折扣安排。

由於天然氣、原油、天然氣凝液及凝析油均為可替代產品，且市場完善而買家眾多，倘任何五大客戶終止其與我們的業務關係，我們認為我們將能及時物色其他客戶，並按商業合理條款與其訂立買賣協議，而不會對我們的業務營運造成重大影響。

於往績記錄期間及直至最後實際可行日期，我們並無與客戶就銷售產品面臨任何困難。

於往績記錄期間，獨立非執行董事Peter David Robertson先生及Bryan Daniel Pinney先生各自持有我們於截至二零一三年十二月三十一日止年度的其中一名五大客戶的若干數目股份，其達有關客戶發行在外股份少於約0.02%。除以上披露者外，截至最後實際可行日期，就董事所深知，我們的董事、其緊密聯繫人或持有本公司已發行股份總數5%以上的任何股東概無於截至二零一三年、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二零一六年九月三十日止九個月的任何五大客戶中持有任何權益。我們於往績記錄期間的所有五大客戶均為獨立第三方。

於往績記錄期間，我們的五大客戶之一ConocoPhillips亦為我們的五大供應商之一。向ConocoPhillips的銷售分別佔我們截至二零一三年、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收益約14.1%、3.9%、7.5%及8.3%。自ConocoPhillips的採購分別佔我們截至二零一三年、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採購約11.1%、9.7%、28.2%及25.5%。已售予ConocoPhillips的產品主要包括天然氣凝液及凝析油。由ConocoPhillips供應的服務主要包括加工產自我們井位的天然氣。氣體加工的副產品(包括天然氣凝液及凝析油)銷售予ConocoPhillips。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二零一六年九月三十日止九個月，我們向ConocoPhillips銷售產品扣除我們自ConocoPhillips採購分別約為1.6百萬加元、(0.7)百萬加元、(0.9)百萬加元及(0.7)百萬加元。

定價模式

我們根據由Gas EDI於二零零五年八月三十一日刊發有關買賣天然氣的Gas EDI基本合約之一般性條款及條件(「**Gas EDI合約及條款**」)與客戶訂立若干銷售協議，Gas EDI合約及條款常用於天然氣銷售行業，且為阿爾伯塔普遍市場慣例。天然氣的現貨價格通常乃參照Canadian Gas Price Reporter或Gas Daily Mid Point而釐定。

我們亦已訂立銷售協議以出售原油、凝析油及天然氣凝液。原油、凝析油及其他天然氣凝液的參考價格通常與WTI有關。

天然氣銷售協議

我們經參考Gas EDI合約及條款後向客戶出售所有天然氣。Gas EDI合約及條款的封面頁讓訂約方能就Gas EDI合約及條款的部分標準條款及條件(一般與(其中包括)定價、風險、終止及不可抗力有關)的不同選項作出選擇。我們於選擇我們的Gas EDI合約及條款選項時與客戶進行磋商。據我們的加拿大法律顧問所告知,直至最後實際可行日期,我們與客戶訂立的Gas EDI合約及條款根據加拿大法律具有法律約束力及可強制執行。

除非另有訂明及除我們與Macquarie Energy的天然氣銷售協議外,我們訂立的天然氣銷售協議根據Gas EDI合約及條款規定下列重要條款:

價格	Gas EDI合約及條款讓訂約方能在(i)Canadian Gas Price Reporter刊發的現貨價格及(ii)Gas Daily Mid Point之間作出選擇。
付款方法	電匯。
付款日期	於收取發票後10個營業日內。
年期及終止	持續有效,直至任何一方發出30日通知予以終止為止,惟Gas EDI合約及條款對尚未完成的交易維持有效。
數量	天然氣數量相等於每日合約量。
風險	風險於付運點轉移至買方。
違約及賠償金額	合約價格與替代交易項下已付/已收取的價格或Canadian Gas Price Reporter或Gas Daily Mid Point刊發的天然氣價格之差額。
不可抗力	Gas EDI合約及條款讓訂約方能選擇不可抗力事件。視乎付運點,不可抗力事件通常包括運輸員透過中斷、縮減或配給以阻止付運或收取天然氣、遵守法院頒令、法律或法規,以及天災。

彌償保證

賣方將為買方因擁有權轉移至買方前天然氣或天然氣附帶的其他費用招致的擁有權、人身傷亡或財物損失索賠而產生的一切損失、責任及索賠提供彌償保證。買方將為賣方因擁有權轉移至買方後天然氣或天然氣附帶的其他費用招致的付款、人身傷亡或財產損失而產生的一切索賠提供彌償保證。

於往績記錄期間及截至最後實際可行日期，我們並無嚴重違反任何天然氣銷售協議及天然氣銷售協議。

天然氣銷售安排

銷售安排

於二零一三年至二零一四年，我們與加拿大的一間商業銀行訂立商品掉期交易。於二零一四年十二月三十一日，與上述加拿大商業銀行的一切商品掉期及對沖安排已被終止。我們並不打算於不久未來從事對沖安排，並認為下文所述的現有銷售安排適合我們的需要。

於二零一三年及二零一四年，為從天然氣價格下滑獲得保障，我們與涉及油氣買賣的公司訂立一年銷售協議，以於年內按指定價格及數量出售我們的天然氣。

自二零一五年起，我們亦根據Gas EDI合約及條款與Macquarie Energy訂立天然氣遠期銷售協議。各銷售協議就截至二零一五年、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各年設定有關每日固定數量的固定售價，其乃經參考當時對我們的證實已開發生產儲量的生產預測而釐定，以從天然氣價格下滑得到保障。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，與Macquarie Energy訂立的銷售安排下的銷量分別為每日9,260千兆焦耳及每日11,659千兆焦耳，而加權平均遠期售價分別為每千兆焦耳3.44加元及每千兆焦耳2.70加元。於二零一六年十二月三十一日，與Macquarie Energy訂立的所有現有銷售協議下的二零一六年第四季、二零一七年及二零一八年加權平均遠期售價分別將為每千兆焦耳2.83加元、每千兆焦耳2.78加元及每千兆焦耳2.66加元，乃經參考有關天然氣銷售及交付的未來AECO價格預測而釐定。然而，倘天然氣的現貨價格高於銷售協議固定價格，則我們可能收取少於按現貨價格出售天然氣的收益。我們根據銷售協議的條款向Macquarie Energy付運天然氣。於二零一六年、二零一七年及二零一八年訂立的協議的到期日將分別為二零一六年、二零一七年及二零一八年十二月三十一日（即各協議的交付期的最後一日）。該等協議並無重續條文。於往績記錄期間，我們已履行於該等協議項下之責任，而無任何嚴重違規或違反任何銷售協議條款。

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向上述油氣買賣公司及Macquarie Energy銷售原油及天然氣總收益的29.6%、23.9%、72.2%及56.9%。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，對Macquarie Energy的所有銷售分別為11.6百萬加元及8.6百萬加元，其乃按照上述銷售安排作出。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，與Macquarie Energy的銷售安排項下的銷量分別佔我們的總銷量的約77.6%及50.2%。

我們可能對我們於多個時間間隔的每日產量訂立新遠期銷售協議。例如，我們對由二零一六年七月一日起直至二零一六年十二月九日按月的每日產量與Macquarie Energy訂立遠期銷售協議。於二零一六年七月一日至二零一六年九月三十日期間，我們亦對我們每日產量約每日1,000千兆焦耳按售價每千兆焦耳3.0加元與Macquarie Energy訂立截至二零一七年十二月三十一日止年度的遠期銷售協議。估計根據此遠期銷售協議，於截至二零一七年十二月三十一日止年度將予交付的銷量將達我們二零一七年天然氣生產預測的約2.5%，而產生的收益將達1.1百萬加元。

自二零一六年十月三十一日起直至二零一六年十二月九日，我們亦對我們的每日產量每日約6,000千兆焦耳按加權平均售價每千兆焦耳3.0加元與Macquarie Energy訂立進一步遠期銷售協議。

根據於二零一六年十二月三十一日與Macquarie Energy的現有銷售安排，於實行我們的三年發展計劃後，估計根據與Macquarie Energy的銷售安排將予交付的年度銷量將分別達我們截至二零一六年十二月三十一日止三個月的實際天然氣產量及截至二零一七年及二零一八年十二月三十一日止年度各年的預測天然氣產量(按照2P)約45.4%、38.2%及19.7%。根據於二零一六年十二月三十一日與Macquarie Energy的現有銷售安排，二零一六年第四季、二零一七年及二零一八年與Macquarie Energy訂立的天然氣遠期銷售協議項下將產生的收益將分別達約3.2百萬加元、15.6百萬加元及8.1百萬加元。

業 務

下表概述根據於二零一六年十二月三十一日我們與Macquarie Energy的所有現有銷售安排，截至二零一六年十二月三十一日止三個月以及截至二零一七年及二零一八年十二月三十一日止年度各年的每日產量、銷量總額佔實際氣體生產／預測氣體生產總量(按照2P)及有關收益總額的百分比：

	二零一六年第四季	二零一七年	二零一八年
每日數量	12,411千兆 焦耳／日*	15,400千兆 焦耳／日	8,400千兆 焦耳／日
佔銷量百分比	45.4	38.2	19.7
收益	3.2百萬加元 2.83加元／ 千兆焦耳	15.6百萬加元 2.78加元／ 千兆焦耳	8.1百萬加元 2.66加元／ 千兆焦耳
平均售價			

* 加權平均數

由於Macquarie Energy為加拿大信譽良好及資本雄厚的機構，故我們選擇其作為我們於該等銷售協議的對手方。我們根據管理層的專業知識以及對其他市場資料及消息的持續監察，選擇最合適的天然氣價格，並於訂立該等銷售協議前決定銷售安排交易所涵蓋之每日產量的數量。我們亦考慮將制定之銷售安排的鎖定價、付款及其他協議條款以及時間框架。我們其後將訂立一至兩年銷售安排以管理與天然氣價格下滑相關的風險。所有天然氣銷售安排交易必須首先由管理層討論及協定。

本公司訂立銷售安排以涵蓋每日天然氣產量的合理部分。我們的管理層及執行董事會考慮其中包括北美洲的每年天然氣產量及天然氣需求、天然氣價格遠期曲線率、每年對鑽探的預期投資以及來自該等投資的生產以及稅項及政府政策在內的因素。我們限制銷售安排交易以涵蓋合理期間，通常最多一年，且重點為對下行風險作出保障。我們的管理層團隊亦頻密舉行會議，以回顧天然氣價格趨勢及我們的銷售安排成效。當銷售協議年期屆滿(通常為相關協議日期後一年)時，我們的銷售安排通常會自動終止。

原油銷售協議

於往績記錄期間及截至最後實際可行日期，我們根據井口購買協議條款向客戶PetroLama出售所有原油，而該協議其後獲於Secure Energy Services收購PetroLama的若干資產後獲轉讓予Secure Energy Services，自二零一六年六月起生效。該協議乃經

業 務

參考BP之一般性條款及條件(Form C-7032 November 2009)(「BP之一般性條款」)達成。BP之一般性條款常用於阿爾伯塔原油銷售的基本合約。誠如我們的加拿大法律顧問所告知，井口購買協議及BP之一般性條款根據加拿大法律具有法律約束力及可強制執行。

銷售原油的井口購買協議包括下列重要條款：

基本價格	參照每月平均NYMEX WTI減行業標準(MSW)混合流差別指標，減PetroLama的每月原油營銷及服務費用。PetroLama有權經參考WTI價格、匯率及原油的WTI流差異的預測數量及實際交付的顯著差異調整基本價格。據管理層所深知，PetroLama於決定是否行使權利以調整基本價格時的主要考慮因素為有關差異對PetroLama有關月份的整體儲池的整體財務影響。倘概無預測數量，則相同基本價格調整適用於未有預測數量。於往績記錄期間及直至最後實際可行日期，PetroLama概無因預測數量與根據井口購買協議的實際交付之間最多達50%的差異而行使基本價格調整。
付款日期	於付運月份後該月份的第25日。
年期及終止	持續有效，直至任何一方發出一個月書面通知予以終止為止。
數量	介乎每月約200至500立方米。
風險	風險於付運點轉移至買方。
不可抗力	當未能付運或出現延誤乃由於不可抗力時，訂約方將毋須負責。不可抗力事件包括天災、意外或機器或設備破損、遵守政府頒令或要求，以及政府施加的規定或條件。
彌償保證	各方將為其他訂約方因人身傷亡、財產損失或損害、或受償方就履行協議故意違法或疏忽行為或不作為而遭受的索賠、要求及訴訟提供彌償保證。

倘付運產品並不符合任何質量規格，則賣方將為買方因付運不合格產品而直接招致的一切成本、危害、損失、索賠、責任及其他開支向買方提供彌償保證。

銷售凝析油及其他天然氣凝液

於往績記錄期間，本公司已就銷售凝析油及其他天然氣凝液訂立下列協議：

1 與ConocoPhillips訂立的天然氣處理協議。

我們於二零一六年三月與ConocoPhillips訂立新天然氣處理協議（「天然氣處理協議」），據此，我們將天然氣及所有相關物質（「生產商注入物質」）付運至ConocoPhillips擁有及監控的設施（「設施」）以供ConocoPhillips作為我們的供應商進行處理。ConocoPhillips須向我們付運經處理的氣體、天然氣凝液及凝析油（「生產商釋出物質」）。有關購買ConocoPhillips的天然氣處理服務的重要條款載列如下：

價格	固定處理費用：每日8百萬立方英尺按每千立方英尺約0.44加元計算 非固定處理費用：每千立方英尺約0.43加元
付款日期	ConocoPhillips須於每月第30日或之前就於前一個月產生的應付費用向我們發出賬單。我們須於接獲賬單後30日內支付所有應付賬款。
年期及終止	自二零一九年二月起終止生效，除非另行書面協定。
數量	每日8百萬立方英尺以固定處理費用計算；額外可用數量以非固定處理費用計算
規格	交付的所有生產商注入物質須為設施的設計及操作參數範圍內的類型、質量及成份及以按其溫度及壓力製造，並不含有可能堵塞、損壞或對設施運作有害的物質。

不可抗力 倘出現不可抗力事件阻礙訂約方履行任何責任，則該責任將於不可抗力事件期間暫停。受不可抗力事件妨礙達成任何責任的訂約方須即時向另一方發出不可抗力及受影響責任的通知。

彌償保證 ConocoPhillips及其關聯人士毋須就ConocoPhillips及其關聯人士於處理生產商注入物質時的任何行為或遺漏導致或產生而蒙受或招致的任何損失或責任向我們或我們的關聯人士負責，惟該等損失及責任直接由或直接歸因於ConocoPhillips或其關聯人士嚴重疏忽或故意的不當行為造成者則除外。

ConocoPhillips須向我們交付經處理天然氣、天然氣凝液及凝析油（「生產商釋出物質」）。

我們亦根據天然氣處理協議向ConocoPhillips出售天然氣凝液及凝析油。其所附的重要條款載列如下：

價格 就天然氣凝液及凝析油而言，各上述產品的售價乃參照買方的已變現市價扣除相關減項及收費計算得出。

付款日期 於付運月份後該月份的第25日或前後。

年期及終止 自二零一九年二月起終止生效，除非另行書面協定。

分配 釋出物質的數量須由ConocoPhillips每月按與分配程序一致的方式並按生產商注入物質分析及計量數量釐定。我們有權於所有合理時間檢查ConocoPhillips有關我們分佔釋出物質的記錄。

數量	所有天然氣凝液加上我們的釋出物質。
風險	風險於設施轉移至買方。
不可抗力	倘出現不可抗力事件阻礙訂約方履行任何責任，則該責任將於不可抗力事件期間暫停。不可抗力事件指發生訂約方無法合理控制但並非因訂約方疏忽所引致且訂約方無法透過按合理成本執行合理盡職以預防或避免的情況。
彌償保證	賣方將為買方來自任何於銷售產品中擁有或聲稱擁有權益的人士、商號或法團作出的一切行動、索賠及要求提供彌償保證。買方將為賣方因於購買點後銷售產品或其運輸、處理或保養所導致或歸因於此的一切索賠、要求、損失或損害提供全數彌償保證。

2 凝析油購買協議

我們亦於若干終端向第三方客戶出售凝析油。協議納入第三方客戶的一般性條款及條件。向第三方客戶銷售凝析油的購買協議包括下列重要條款：

價格	價格乃參照(i)NYMEX近月輕低硫原油合約的每日結算價格、NGX及阿爾伯塔Edmonton的淨能源交易月份WTI指標價格、Enbridge MSW加權平均差異系數及Enbridge凝析油加權平均差異系數；或(ii)公司(如BP及Flint Hill)有關加拿大西部凝析油的刊物及Net Thru Put有關Edmonton的凝析油的每月交易刊物計算得出。
付款方法	電匯。
付款日期	於付運月份後該月份的第25日或之前。
年期及終止	持續有效，直至任何一方發出30天書面通知予以終止為止。
數量	介乎每月約200至400立方米。

產品退還及保養

我們所有五大客戶均涉及天然氣及原油買賣。我們的產品於進入管道系統前必須符合管道供應商的質量規格，且由於我們的產品本身的性質，產品退還及保養一般並不適用。因此，我們並不接受任何產品退還，於我們的產品運輸至管道系統或貨運後（此時相關風險已轉移至客戶），我們亦不接受任何保養索賠。於往績記錄期間及直至最後實際可行日期，我們並無：(i)因任何產品退還或保養索賠而產生任何開支；及(ii)接獲客戶的任何重大投訴或產品責任索賠。

合營企業

我們已分別於Viking及Stolberg區域訂立兩間合營企業。

Viking合營企業

我們已參與我們合營企業夥伴於阿爾伯塔Viking的油氣牌照的合營企業開發。根據Viking合營企業，我們於二零零六年二月探鑽一個測試井（「測試井」），礦井成本由我們的合營企業夥伴及我們各自承擔50%。我們亦開發油氣牌照，以換取我們合營企業夥伴持有的50%油氣牌照工作權益。我們自Viking合營企業收取收益，並按我們各自的工作權益百分比的比例攤分成本及任何虧損。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，我們分別自Viking合營企業收取總收益約16,371加元、16,310加元、11,408加元及5,658加元。

Viking合營企業包括以下重要條款：

測試井

我們將於該等土地獲得以下權益：

- (a) Viking合營企業協議（其工作權益為50%）項下之任何盈利前我們的合營企業夥伴於測試井間距單位的100%工作權益；及
- (b) 我們的合營企業夥伴於協定土地（不包括測試井間距單位）之結餘的50%工作權益（其工作權益為50%）。

營運程序

我們的合營企業夥伴將為一九九零年Canadian Association of Petroleum Landmen（「CAPL」）營運程序項下之測試井鑽探過程初步營運商，受限於若干修訂及選舉。

根據Viking合營企業協議，各方於一九九零年CAPL營運程序項下之測試井鑽探間距單位的初步工作權益如下：

- (a) 收支平衡前：我們的合營企業夥伴保留於測試井鑽探間距單位的2%開採權及50%工作權益；而我們擁有50%工作權益。
- (b) 收支平衡後：我們的合營企業夥伴保留測試井鑽探間距單位的75%工作權益；而我們擁有25%工作權益。

共同權益區域

將有包括合營企業土地邊界的一英里內土地的共同權益區域，並將於測試井鑽井推行日期起計一年屆滿。倘訂約方同意相互取得有關區域的權益，則我們的合營企業合夥人與我們將會分別取得該區域的75%及25%權益。

Stolberg合營企業

我們於Alberta Foothills的Stolberg的四個地段土地持有30%工作權益。餘下70%工作權益則由我們的合營企業夥伴持有。我們自Stolberg合營企業收取收益，並按我們各自的工作權益百分比的比例攤分成本及任何虧損。我們概無應付我們的合營企業夥伴的費用，反之亦然。於往績記錄期間，我們並無自Stolberg合營企業收取任何收益。我們收購我們於此地塊的權益，以作獲取鄰近區域的地質及地球物理資料用途。於最後實際可行日期，概無於此區域鑽探礦井。

Stolberg合營企業協議包括以下重要條款：

所有權

我們指出，於二零一一年一月二十五日，該等土地由適用的出租人開採權抵押，並已於必要範圍內遵守有關授出其於該等土地的權益之條款，以使其全面生效。

所獲得之盈利

我們的合營企業夥伴獲得及我們分派我們的牌照及土地於二零一一年一月二十五日之未分割的70%工作權益。該等牌照及土地確認為合營土地。

倘我們的合營企業夥伴建議於有關礦井的資料公開可得前就我們的牌照鑽探礦井，其將提供上述礦井資料，以允許我們就參與鑽探作出知情決定。

營運程序及營運商 我們的合營企業夥伴於二零一一年一月二十五日獲委任為初步營運商並擔任二零零七年CAPL營運程序項下之營運商，受限於若干修訂及選舉。

保險 根據二零零七年CAPL營運程序項下之選舉，合營企業夥伴及本公司必須取得及維持其獨立賬目及開支，營運商的額外費用保險涵蓋各方按比例攤分重新獲得礦井控制權的成本及污染責任，有關保險的成本由各方獨自承擔。

質量控制及監控措施

我們的產品為屬於原材料的天然氣、原油、凝析油及其他天然氣凝液。該等產品於進入管道系統以供運輸前必須符合第三方管道供應商訂明的質量規格。

我們的原油必須符合相關第三方管道的質量規格。相關第三方管道規格項下之主要規定包括密度、水分及污染物含量以及最高硫化氫規定。

該等產品使用由我們或第三方擁有的一系列加工設施實現質量控制，以確保所有油氣產品於進入管道系統前均分別遵守NGTL所載有關天然氣及第三方管道供應商所載有關原油的管道標準。

除持續監控供應商、承包商及顧問的服務及工作以確保質量控制外，我們對彼等的甄選標準及委聘過程載於「供應商及承包商」一節。其於本節「職業健康及安全」一段進一步載列。我們於往績記錄期間並無委聘任何分包商。

公共設施

我們的生產設施僅依賴有限的外部公共設施供應。我們的設備（如壓縮機、抽油機及油場發電器）使用我們生產的無硫天然氣作為燃料氣體以燃氣渦輪機推動。我們營運用水需要有限，而我們一般鑽探當地水井以符合我們的營運需求。倘我們並無足夠的電力及水力支持我們的營運，則其他水電供應商能按市價供應電力及水力支持我們的營運。因此，我們並無按可競爭價格訂立任何公共設施合約。於往績記錄期間，我們的營運並無因水電力或燃料及天然氣供應的任何短缺而遭到中斷。

市場及競爭

本公司經營的油氣行業屬高度競爭。根據行業顧問，阿爾伯塔含有加拿大的最大油氣儲量之一，並為逾2,000間油氣生產公司的基地。作為一間小型油氣公司，我們的競爭對手包括部分可獲得巨額資本基礎及更多收益流的大型及綜合油氣公司，以及阿爾伯塔的若干其他中型、小型及新興油氣公司。二零一零年至二零一五年，出口至美國市場的阿爾伯塔天然氣按複合年均增長率16.9%下跌，且由於來自美國馬克盧斯及尤蒂卡頁岩的天然氣能夠進入美國國內市場，取代由阿爾伯塔供應的氣體，預期其於預測期間將進一步下跌。儘管出口市場需求下跌可能加劇國內市場競爭，由於加拿大國內的需求逐漸增長，其可能對阿爾伯塔的天然氣需求造成輕微影響。阿爾伯塔天然氣的主要國內用途為原油生產(自油砂)及發電，其預期將分別按每年平均5.0%及3.0%增長。預期油砂將成為阿爾伯塔天然氣生產需求的主要來源，抵銷出口市場需求下跌的一部分。除此之外，由於阿爾伯塔政府的氣候領袖規劃及先前已有的聯邦規定，該省的發電燃料可能由煤炭轉為天然氣，預期天然氣需求將會上升。因此，預期阿爾伯塔的天然氣總消耗於二零二零年前可能增加至60.2十億立方米。

我們在收購、勘探、生產及開發油氣儲量以及就經營及撥付資金予該等活動的熟練人員、設備及資本方面與競爭者進行競爭。具有更多財務資源的大型及綜合油氣公司將作更好準備以渡過油氣價格低企，以及能在評估及投標物業及招聘熟練的人員方面較我們的財務或人力資源許可的範圍花費更多。最終而言，我們需要集中於成本及效率(尤其是於油氣價格低迷期間)，而我們與大型生產商進行競爭的關鍵將視乎我們得到優質常規天然氣資源及我們維持低生產成本的能力。有關競爭形勢及我們的主要優勢之詳情，請參閱本招股章程「行業概覽」及「業務—我們的主要優勢」各節。

環保、土地復墾及社會事宜

環保

我們於阿爾伯塔的營運受制於眾多加拿大省份及聯邦環保法律及法規，所有法律及法規均可由政府不時審閱及作出修訂。有關進一步詳情，請參閱本招股章程「法律及法規」一節。加拿大政府可採納更嚴謹標準以及環保法律及法規的其他新變動，從而或會對我們的財務狀況及經營業績造成重大不利影響。有關此風險的討論，請參閱本招股章程「風險因素—有關阿爾伯塔油氣行業的風險—我們的業務營運須受現時及任何未來法律及法規以及該等法規的重大變動所限及可能受到不利影響」一段。

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，環境法律及法規的合規成本分別約為146,000加元、239,000加元、82,000加元及90,000加元。根據我們的經驗及現時環境監管環境，我們預期截至二零一六年、二零一七年及二零一八年十二月三十一日止年度有關環境法律及法規的估計合規成本將分別約為120,000加元、180,000加元及180,000加元。

我們已實行多項措施以處理因我們的營運而產生的環境問題，並將我們的營運對環境造成的影響盡量減至最低。我們已制定詳細環保政策及程序以涵蓋我們營運中的每項主要步驟。我們已設立應急團隊及制定應急計劃。我們與當地機關、緊急服務及我們的社區緊密合作，以於任何環境意外發生時作出有效率的反應。正實行或將於開展營運後予以實行的環境措施包括但不限於：

廢水管理

就油氣生產活動而言，我們設立有效的產出水管理慣例。來自井口的產出水連同油氣含有高水平的溶解離子(鹽)、碳氫化合物及稀有元素。排放任何產出水將對四周環境有害。我們已就以礦場水罐收集及儲存產出水實施產出水管理程序。於水罐的產出水將貨運供出售予獲當地政府機關授權的第三方。

噪音控制

我們已實行多項措施，以減低於井位營運中的噪音水平，如使用消音器、吸音降噪及減震吸震物料，以及隔離及圍封高噪音設備。於往績記錄期間，我們亦委聘第三方服務供應商就於我們的設施地點的壓縮器進行噪音影響評估。該等評估的結

果指出，我們的設施的預測累計噪音水平介乎阿爾伯塔能源監督局及阿爾伯塔公共事業委員會的日間及晚間許可噪音水平規定範圍之內。基於該等評估，阿爾伯塔能源監督局已向我們發出設施牌照，允許我們經營設施。我們日後將繼續於井位營運中實施及進行上述噪音控制措施及噪音影響評估。此外，我們的操作員亦須於任何時候均使用個人保護裝備。

負債管理評級(「**負債管理評級**」)為於阿爾伯塔能源監督局推行的不同負債管理計劃項下持牌人合資格認定資產對其認定負債之比率。阿爾伯塔政府於二零一七年二月四日頒佈的負債管理評級顯示，本公司的負債管理評級為51.61，而行業平均值為4.45。負債管理評級評估乃為評估持牌人處理其業務暫停、棄置、糾正及復墾責任的能力而設。倘我們的負債管理評級低於1.0，阿爾伯塔能源監督局可能要求我們支付保證金以承擔合規成本。我們擬繼續實行監控措施，以確保我們繼續遵守環境合規責任，包括監控我們的負債管理評級。有關負債管理計劃的進一步詳情載於本招股章程「法律及法規—有關加拿大油氣行業之法律及法規—負債管理評級計劃」一節。

合規

據我們的加拿大法律顧問告知，於往績記錄期間及直至最後實際可行日期，我們並無於有關環保合規方面(包括該等有關廢水管理及噪音控制者)存在任何嚴重違反任何相關加拿大法律及法規而將對我們的營運造成負面影響。於最後實際可行日期，我們並無面臨任何環保或安全索賠、訴訟、罰款或行政處分，且我們相信，我們的環境管理政策及系統並無任何重大缺點或不足之處，並足以讓我們遵守國家及地方環保法規。

土地復墾

根據相關加拿大法律及法規，我們負責復墾任何因我們的鑽探活動而受破壞的井位，並須於申請我們的油氣牌照及礦權時向阿爾伯塔能源監督局呈交一份環境地盤評估報告以供批准。於開始鑽探活動前，我們須於可向地方機關呈交整體開發計劃以供批准前就我們的環境地盤評估報告取得批准。提交文件必須證明地盤符合適用環境標準。一旦我們自阿爾伯塔能源監督局取得批准後，則地方環保代理監督我們的環保法律及法規之合規情況，並不時對我們的地盤進行巡查。

於往績記錄期間及於最後實際可行日期，本公司並無回收及修復任何礦井井位。我們並未就土地復墾及修復成本計提撥備。任何復墾成本撥備金額(如有)將視乎我們動用的土地面積及由第三方進行未來復墾工程所需成本(包括材料成本及勞工成本)釐定。環境地盤評估報告為地表土壤及地下復墾成本估算的一項基準。

我們確認，當地社區並無重大環境問題，且我們與當地社區的關係良好。誠如我們的加拿大法律顧問所告知，我們並不知悉對有關油氣資源及土地復墾的相關加拿大法律及法規的任何重大違反。

社會及當地社區問題

我們尊重 Alberta Foothills、Deep Basin Devonian 及 Peace River 地區的原住民社區歷史、傳統及文化，並尋求該等地區的利益相關者參與及向彼等諮詢。

於展開任何井場開發前，我們將諮詢受到或可能受到建議勘探及／或開發活動所影響的利益相關者(包括社會大眾、監管機構以及當地及土著社區)。我們將嘗試確保與毗鄰及相關利益相關者建立及維繫透明及尊重的關係。我們確認，彼等並不知悉當地社區存在任何與我們的業務營運相關並屬重大的問題。

於往績記錄期間及直至最後實際可行日期，於處理與我們的業務營運相關及屬重大的加拿大法律及法規及慣例時，我們保持定期與地方政府機關接觸，以緊貼當地政府於執行及詮釋適用於我們的業務營運之法律及法規方面的慣例。

就當地社區問題而言，於往績記錄期間及直至最後實際可行日期，我們過去或目前並無接獲任何有關於 Alberta Foothills、Deep Basin Devonian 及 Peace River 地區進行井場開發並與我們的業務營運相關及屬重大的不合規通知及／或其他記錄在案的監管指令。我們並不知悉當地政府及社區就我們於 Alberta Foothills、Deep Basin Devonian 及 Peace River 地區的井場開發存在任何與我們的業務營運相關及屬重大的問題。

於往績記錄期間及直至最後實際可行日期，我們並無接獲非政府組織就有關我們於 Alberta Foothills、Deep Basin Devonian 及 Peace River 的地盤可持續發展之任何實際或潛在影響而發出且與我們的業務營運相關及屬重大的任何通知。

職業健康及安全

我們的經營素來秉持負責任的態度，以確保我們的僱員、第三方承包商及我們營運所在社區的健康及安全。我們在經營過程中致力遵守適用的法律規定，並盡可能執行領先的國際行業標準。我們對職業健康及安全作出的承諾適用於管理層成員（其直接向董事會報告）。

我們須遵守阿爾伯塔健康安全法律及法規，包括職安健法、職安健規則及職安健守則。職安健法訂明在全阿爾伯塔保障及提倡工人健康安全的標準。職安健規則載列政府政策及管理事宜的相關規定。職安健守則訂明有關僱主及員工須遵守履行的責任的所有強制技術標準及安全規則。職安健守則涵蓋一般安全、噪聲、化學危機及急救等範疇。

阿爾伯塔僱傭與入境部職場健康安全局工作場所、健康及安全科的職業健康安全調查主任強制執行職安健法、職安健規則及職安健守則。於往績記錄期間及直至最後實際可行日期，職業健康安全調查主任並無對本公司採取任何強制執行行動。

我們已採納營運職業健康安全政策，當中載有關於職業安全的指引，涵蓋鑽探及完井、礦井服務、運輸危險品、化學品及易爆物品處理程序以及應急方案。我們的地盤營運商須持合適牌照，而我們的安全管理僱員獲相關安全監管部門認證。我們已實施監控及記錄僱員職業健康及安全統計數字的系統。為避免我們的營運過程中出現任何潛在意外，我們已實行若干安全措施及採納企業應急方案。尤其是，我們將為我們的營運員工進行職業安全培訓。

於往績記錄期間及直至最後實際可行日期，我們於營運過程中並無任何重大意外，亦無任何與我們的僱員或承包商的健康或安全相關的意外，且我們並無收到僱員就人身或財產損害提出的任何索賠或因而支付任何賠償。

誠如我們的加拿大法律顧問所告知，我們並不知悉對適用於我們業務的所有相關職業健康及安全法律及法規的任何重大違反。

保險

我們為我們的財產及設備投保，包括礦井、集氣站、管道、井位及井口設備以及其他機器及供應品。我們投購財產損失險、為我們的現場操作員的額外費用（例如有限度重新鑽井、滲漏及污染開支）投購工人補償保險及第三方責任險、營運工

業 務

傷保險以及商業一般責任險、超額責任險、工人賠償險及辦公室物品責任險。我們亦為董事及高級員工投購董事及高級員工責任險。我們將持續審查及評估風險組合並對保險政策作出必要及適當調整。根據我們所知的阿爾伯塔油氣行業保險慣例，我們相信我們的投保水平充分並與阿爾伯塔的可資比較油氣公司投購的保險相若。此外，倘我們從事任何重大建築項目，則我們將就我們的權益投購與行業慣例一致的建築保險政策。於往績記錄期間，我們概無根據我們的保險政策作出任何重大索償。

僱員及僱員關係

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，我們分別合共有7名、8名、9名及10名全職僱員。我們的全體僱員均位於加拿大。我們的管理層團隊及僱員之間的關係及合作正面，並預期日後會保持正面。概無發生任何停工或勞資糾紛，從而對我們的營運造成不利影響。概無與本公司僱員相關的工會。

於最後實際可行日期，本公司聘有10名全職僱員及3名顧問獲委聘於Calgary總部工作。概無僱員為公會僱員。

於最後實際可行日期，本公司僱員的功能分佈如下：

部門	僱員數目	佔總僱員百分比
管理層	4	40%
工程	2	20%
會計	3	30%
人力資源	1	10%
總計	<u>10</u>	<u>100%</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，我們的員工成本總額(包括以股份為基準的報酬)分別約為1.2百萬加元、2.9百萬加元、1.2百萬加元及1.2百萬加元，分別佔我們的總營業額約5.1%、9.1%、7.3%及7.8%。

我們的僱員乃根據載列(其中包括)其工作範圍及薪酬的僱員合約聘請。我們並無委聘任何僱傭代理。其僱傭條款的進一步詳情載於我們的僱員手冊。我們根據僱員的工作性質、職責範圍及個人表現釐定其薪金。我們亦向僱員提供報銷、實地考

業 務

察津貼以及酌情年度花紅。我們亦根據適用法律及內部政策向僱員提供福利。於往績記錄期間，我們曾向僱員及顧問發行B類股份，導致產生以股份為基礎的報酬。更多詳情請參閱本招股章程「財務資料—損益及其他全面收益表—以股份為基礎的報酬」一節。

我們視僱員為阿爾伯塔油氣行業主要競爭優勢之一。我們致力為僱員提供定期在職培訓。我們一般贊助與僱員角色相關的所有培訓計劃，確保有才能及積極僱員的發展，為我們的業務持續表現及增長作出貢獻。於僱員職業發展的投資為我們的人力資源發展計劃的優先事項。

我們遵守有關退休及就業保險供款的法定要求。受制於極少數例外情況，每名於加拿大工作的18歲以上人士以及每名僱主，均必須向就業保險（「就業保險」）計劃及加拿大退休金計劃（「加拿大退休金計劃」）供款。各僱員必須就加拿大退休金計劃支付一半規定供款，而各僱主則支付餘下一半。各僱員及僱主支付其各自於就業保險溢價的部分。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，我們的退休福利供款分別為約16,000加元、20,000加元、24,000加元及25,000加元。

我們的成功在很大程度上視乎若干主要人員的大量措施。我們亦透過一間信譽良好的保險公司提供的團體福利計劃為全職僱員投購完全及永久殘疾保險。

於往績記錄期間，我們已遵守所有與僱員相關的法律、法規及規定。於往績記錄期間，我們在招聘及挽留僱員時並無遇到任何重大困難，且我們的營運並無面臨因勞資糾紛而產生的任何重大干擾。我們亦每年審查管理層及其他主要僱員的補償組合，確保其補償在市場上維持競爭力。我們亦建立內部程序及指定負責人員，以確保我們持續合規。

物業

於最後實際可行日期，我們或我們的經紀（代表我們持有若干租賃土地的法定所有權）均為所有租賃土地及於該等租賃土地的自有設施的登記股東，以開發我們的其油氣資產。我們亦出租我們於Calgary的辦公室物業。有關我們物業的更多詳情，請參閱本招股章程「附錄六一法定及一般資料—B.有關我們業務的進一步資料—4.物業」一節。

牌照及許可證

根據阿爾伯塔法律及法規之規定，我們須從相關機關取得若干牌照、許可證及批准，以於加拿大西部進行天然氣及原油勘探及生產活動。於往績記錄期間及直至最後實際可行日期，我們已取得我們於 Alberta Foothills 及 Peace River 核心區域中各開發階段所需的一切重要牌照、許可證及批准，包括油氣牌照。

油氣牌照及礦權

阿爾伯塔提供一套系統，根據礦業和礦產法及其法規出售並管理皇家政府所擁有的採礦權（即阿爾伯塔政府所擁有的公共土地），當中包括油氣牌照及礦權。公開發售程序稱為「銷售」或「售地」，惟阿爾伯塔政府保留其礦物的擁有權，故就其本身而言並無銷售。公開發售程序提供於指定期間開採與特定土地有關的礦物之權利，第三方必須就任何回採的礦物派發花紅、支付一次性費用625加元、年租及皇家礦產稅。

於油氣牌照或礦權的初步年期，年度租金開支相等於每公頃3.50加元，或應付最低金額為50.00加元。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，油氣牌照及礦權的平均每月租金開支的平均每月租金開支分別約為11,501加元、11,489加元、10,880加元及20,666加元。

我們的油氣牌照及礦權概要

於最後實際可行日期，除 Viking 合營企業及 Stolberg 合營企業外，本公司擁有油氣牌照的100%工作權益，並為加拿大阿爾伯塔62項油氣牌照及礦權的登記獲許可人或承租人，其中36項油氣牌照及5項礦權乃關於 Alberta Foothills、17項礦權乃關於 Peace River 及4項油氣牌照乃關於 Deep Basin Devonian。

業 務

下表顯示我們於最後實際可行日期在各地區相應的油氣牌照及礦權數目、地段數目及公頃數額：

礦產	油氣 牌照	礦權	地段		土地面積			
			總計	淨計	總計		淨計	
					英畝	公頃	英畝	公頃
Alberta Foothills	36	5	108	105	68,800	27,520	67,008	26,803
Basing	8	3	15	15	9,600	3,840	9,600	3,840
Voyager	21	0	35	35	22,400	8,960	22,400	8,960
Kaydee	3	0	30	30	19,200	7,680	19,200	7,680
Stolberg	3	2	16	13	10,240	4,096	8,448	3,379
Colombia	1	0	12	12	7,360	2,944	7,360	2,944
Peace River	0	17	5	5	3,200	1,280	3,200	1,280
Dawson	0	17	5	5	3,200	1,280	3,200	1,280
Deep Basin Devonian	4	0	69	69	44,320	17,728	44,320	17,728
總計	40	22	182	179	116,320	46,528	114,528	45,811

附註： 1地段=256公頃

有關我們各項油氣牌照及礦權的地理位置概要，請參閱本節「我們的主要資產」一段。有關我們的油氣牌照及礦權的更多資料，請參閱本招股章程「附錄六一法定及一般資料—4.物業—(b)油氣牌照及礦權」一節。

油氣牌照及礦權的主要條款

我們根據適用法律及程序自阿爾伯塔政府取得所有油氣牌照及礦權。我們的油氣牌照初步為期4年或5年，視乎土地所在的地區而定。相關油氣牌照所涵蓋的區域一經鑽探井口，我們可使油氣牌照生效中期年期另外5年。我們的礦權初步為期5年。我們計劃於油氣牌照及礦權達致初步年期結束前以各有關年期將其延續。據我們的加拿大法律顧問告知，概無任何事實或情況將致使我們的任何油氣牌照及礦權的有效性或可執行性被質疑，且本公司已就油氣牌照及礦權遵守所有相關規定。

以下為我們於阿爾伯塔的油氣牌照及礦權之主要一般條款：

- 持牌人或承租人擁有專有權，以回採地點內的租賃物質。倘屬油氣牌照或礦權，則租賃物質為天然氣及原油；
- 持牌人或承租人有義務支付礦業和礦產法指定的有關年度租金及皇家礦產稅；
- 持牌人或承租人有義務遵守礦業和礦產法以及其他適用法律及法規；及
- 持牌人或承租人須因持牌人或承租人就其權利或職責的任何行為或排放而就皇家政府面臨的所有申索向皇家政府作出彌償。

重續油氣牌照及礦權

當油氣牌照或礦權達致其第一年期結束時，倘我們可顯示與相關油氣牌照或礦權有關的土地可生產天然氣及／或原油，則本公司可重續有關油氣牌照或礦權。礦權及油氣牌照延續乃視乎礦權或油氣牌照的特定條款以及採礦及礦物法之條文而定。

按照我們的過往經驗，其一般需時最多達一年以重續油氣牌照及礦權。當考慮是否批准重續申請時，阿爾伯塔能源部可能會考慮不同因素，如於重續申請前已完成的鑽探活動程度、井口生產能力以及任何惡劣天氣環境造成的限制及延誤。

我們決定是否重續或撤銷油氣牌照或礦權主要按我們對標的土地的潛在價值之估算而定。一般而言，我們將首先進行評估及評核，包括地震資料解釋、G&G研究及審閱即將到期的土地上近期的鄰近鑽探活動。我們一經決定重續，將編製地質討論及重續申請組合。我們將於屆滿日期前三個月內遞交重續申請組合。舉例而言，我們有關Peace River的Dawson合共480英畝的土地的油氣牌照及礦權乃於二零一六年三月獲重續。於最後實際可行日期，我們已提交申請並獲批4項於二零一七年一月屆滿的油氣牌照延期至二零一七年三月三十一日。就將於二零一七年到期的餘下油氣牌照及礦權而言，其仍正處於本公司內部評估及評核過程中。我們的加拿大法律顧問已告知我們，我們重續油氣牌照及礦權將並無任何重大法律障礙。

業 務

下表顯示本公司現有井口、經GLJ分配的鑽探位置及未開發土地將分別於二零一七年、二零一八年及二零一九年及以後屆滿的油氣牌照及礦權數目。

屆滿年度	現有井口的油氣牌照及礦權		GLJ分配的鑽探位置的油氣牌照及礦權		GLJ未有分配任何鑽探位置的未開發土地的油氣牌照及礦權	
	油氣牌照	礦權	油氣牌照	礦權	油氣牌照	礦權
二零一七年	0	2	1 ¹	2	4 ¹	5
二零一八年	0	0	4 ²	2	3	3
二零一九年及其後 (包括無限年期)	2	1	13 ³	0	13	7
總計	2	3	18	4	20	15

附註：

1. 本公司已遞交申請及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。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貨。另外，原油價格亦受到多項地緣政治及經濟事件影響。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。
2. 該等油氣牌照中3個牌照涵蓋我們於三年發展計劃項下二零一九年的5個鑽探位置。我們將於屆滿日期前三個月內遞交重續申請組合。我們的加拿大法律顧問向我們告知，我們重續油氣牌照將並無重大法律障礙。
3. 該等油氣牌照中2個牌照涵蓋我們於三年發展計劃項下二零一七年及二零一八年的5個鑽探位置以及二零一九年的3個鑽探位置，其具有無限年期，直至相關井口不再具有生產力為止。有關涵蓋我們於二零一七年、二零一八年及二零一九年合共8個鑽探位置的上述2項油氣牌照的無限年期已初步於二零一七年一月十一日屆滿，並獲重續無限屆滿日期。

於往績記錄期間，我們亦決定不尋求進一步重續申請並撤銷我們未開發資產的若干油氣牌照及礦權，原因為其仍處於早期勘探階段，而本公司於進行地震資料解釋、G&G研究及評估後認為不再具遠景可採價值。例如，就Otter合共6,400英畝的土地及於Cadotte合共48,640英畝的土地(兩地均位於Peace River)而言，儘管該等土地位於管理層認為其具有若干發展潛力的Peace River Arch裙礁綜合區域，惟根據我們的後續G&G研究及評估，由於該等土地上僅有少量非常稀有的2D震測線，其在地表地質學及前景方面存在大量不確定因素。鑒於其相關高勘探風險及被合資格人

士評估進一步認為於此早期勘探階段並無未來遠景可採價值可分配至該等土地，故管理層認為於就於該等土地進行進一步勘探及開發活動而言，該等礦產並非屬我們的優先選擇。因此，我們於二零一六年六月及二零一六年八月分別接獲阿爾伯塔能源部的回應指該等土地並不符合重續的鑽探活動規定水平後，決定不尋求進一步重續申請並撤銷有關於Otter的6,400英畝土地及於Cadotte的48,640英畝土地之油氣牌照。因此，我們產生減值虧損。

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，分別就勘探及評估資產撤銷362,804加元、1,786,080加元、2,363,231加元及812,452加元。我們有關位於Alberta Foothills的Kaydee的合共3,840英畝土地的油氣牌照已於二零一六年一月屆滿，而撤銷達339,114加元已就此於截至二零一六年九月三十日止九個月確認。我們有關位於Peace River的Otter合共6,400英畝的土地的油氣牌照已於二零一六年五月屆滿，而撤銷達108,412加元已就此於截至二零一六年九月三十日止九個月確認。我們有關位於Peace River的Cadotte合共48,640英畝土地的油氣牌照已於二零一六年七月屆滿，而其相關勘探及評估資產達262,391加元於如上文所披露我們在二零一六年八月決定撤銷此油氣牌照後就此於截至二零一六年九月三十日止九個月內撤銷。由於Dawson的一個礦權被視為並無進一步遠景價值，故本公司因有關礦權於二零一六年十一月屆滿而於截至二零一六年九月三十日止九個月直接撤銷勘探及評估資產100,000加元。此外，計入勘探及評估資產的土地總額為2,247,609加元，於二零一七年一月一日屆滿。於二零一六年九月三十日後，本公司已遞交申請並獲批准以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。該等租賃概無涵蓋我們的三年發展計劃項下的13個鑽探位置當中的任何一個。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。就此而言，本公司已進行若干勘探及評估活動，包括地震解釋、地質及地球物理研究、庫存研究及環境評估。根據我們與阿爾伯塔能源部最近的溝通，我們獲要求於二零一七年三月三十一日前鑽探驗證井口，以獲延長該等租賃的年期。本公司正計劃於二零一七年三月三十一日前鑽探該井口。一旦有效井口已鑽至目標地層，我們將向阿爾伯塔能源部提交完井報告及驗證請求，以獲得延期。本公司認為，我們將可達成延期條件，藉以成功獲延長該等土地的租賃。在該情況下，本公司毋須於截至二零一七年三月三十一日止三個月內直接撤銷勘探及評估資產合共2,247,609加元（假設並無存在其他因素或狀況）。我們並不預期會於截至二零一六年十二月三十一日止三個月就其餘初級資產產生任何其他重大減值。本公司相信，此乃符合阿爾伯塔其他天然氣及石油公司的普遍慣例。本公司可於日後取得該等已屆滿油氣牌照及礦權。有關該等土地的油氣牌照及礦權屆滿對我們的發展計劃或儲量基礎並無影響。

就鑽探位置而言，本公司過往均能成功重續其各自的牌照。

有關油氣牌照及礦權的產權負擔

於最後實際可行日期，我們的若干油氣牌照受制於本公司向麥格理銀行授出的擔保權益，以確保本公司於麥格理銀行信貸協議項下之責任。請參閱本招股章程「財務資料—債務—銀行貸款」一節以取得更多資料。

其他牌照

除取得礦權或油氣牌照外，我們須就鑽探新油、氣或水井取得井口牌照以及就營運設施取得設施牌照，亦須就建設及營運新管道、變更現有管道規格或建設管道裝置取得管道牌照。該等牌照將用作我們的三年發展計劃的一部分。

除非擁有阿爾伯塔能源監督局發出的相關井口牌照、設施牌照及管道牌照以供鑽探井口或自此生產、建設或營運設施或建設或營運管道，否則任何人士一概不得如此行事。根據阿爾伯塔能源監督局的規定，礦井牌照申請必須連同勘測計劃遞交，而該勘測計劃自其獲證明當日起計不得超過一年。頒發可予拒絕或受限於阿爾伯塔能源監督局合理酌情決定的任何條件、限制及規定而授出。這將會在阿爾伯塔能源監督局有合理理據相信：(i)就持有人的營運曾經違反任何法律、規則或法規或其司法管轄權下的規則；(ii)持有人未能滿足持有井口牌照的資格規定；或(iii)倘該人士已違反或未能遵守阿爾伯塔能源監督局的頒令，或結欠阿爾伯塔能源監督局債項或有關暫停、棄置或復墾成本的獨立基金，且阿爾伯塔能源監督局已作出載列違反、未能遵守或未能支付性質的聲明時發生。儘管存有上述者，我們的管理層確認，由於我們已遞交申請所需的文件，我們一直能就鑽探位置取得礦井牌照。我們的加拿大顧問確認，礦井牌照申請屬一項行政程序。

井口牌照一經頒發，項目必須於一年內展開工作，否則井口牌照將會屆滿及取消。倘未能於一年內展開項目，井口牌照可予延期，惟此乃按逐個個案評核且由阿爾伯塔能源監督局酌情決定。倘項目尚未開工，井口牌照一般將不會延期至超過頒發日期起計兩年之外。項目一經展開工作，井口牌照不會屆滿，且毋須予以重續。

於最後實際可行日期，我們合共持有9項井口牌照、2項設施牌照及3項管道牌照。直至我們終止營運及放棄該等牌照為止，所有該等牌照將不會屆滿。

知識產權及專門知識

技術及專門知識

我們相信我們極力提高經營及技術水平為我們成功的重要因素。我們經營所在行業競爭激烈，而一個主要差異因素為我們有能力識別最佳儲量並應用適當技術以具成本效益的方式開採儲量。我們的行政總裁伯先生在管理及發展本公司方面擁有逾10年經驗。我們的勘探部高級副總裁王平先生在油氣行業整體積逾28年經驗，而於北美洲方面則積逾10年經驗。我們的工程部副總裁代斌友先生在油氣行業整體積逾24年經驗，而於北美洲方面則積逾11年經驗。我們的生產工程師宋磊先生擁有超過5年北美洲天然氣及石油行業的工作經驗。此團隊及本公司其他重要成員共同為我們的技術專業知識及持續增長提供基礎。有關管理層團隊的更多資料，請參閱本招股章程「董事及高級管理層」一節。

我們將技術及專門知識集中於下列主要範疇：

- 10餘年來致力於收集對於了解我們儲量及周邊區域屬必要的地質及地球物理數據；
- 採用若干工具協助完全理解地質，包括加拿大西部數據庫軟件，以及地質及地球物理及油藏工程軟件；及
- 通過採用各鑽探區域的最有效礦井設計，改善礦井設計及降低經營成本。

其他知識產權

我們採用我們相信對開發業務具有重要價值的經營慣例。尤其是，我們相信，我們與多階段完井及水平鑽探、結合基礎設施及我們業務的其他方面相關的鑽探、完井及生產技術迄今已為我們提供(其中包括)競爭優勢因素。該等技術大部分已由我們的工程師、技術人員及獨立承包商於其工作過程中開發。

於最後實際可行日期，我們持有2個香港註冊商標並已登記3個對我們的業務屬重要的域名。我們亦向加拿大知識產權局申請四項印有我們的名稱「PERSTA」(文本及設計標記)商標註冊，有關商標仍在審查中。就(其中包括)貨品及服務、模鑄及／或焊接閥、管道及水位指標而言，獨立第三方Siepmann-Werke GmbH & CO.

KG. (「Siepmann」) 為若干加拿大商標註冊 (印有「PERSTA」名稱 (文本及設計標記)) 的註冊擁有人。我們已取得 Siepmann 同意我們上述的申請註冊，以供與原油、天然氣、液化石油氣及天然氣凝液有關之貨品及服務之用，並與 Siepmann 簽立協議，讓我們將註冊的商標可於加拿大市場與其商標註冊共存而不會與加拿大市場的各方所提供的貨品及服務引起混亂。

有關知識產權的更多資料，請參閱本招股章程「附錄六一法定及一般資料—B. 有關我們業務的進一步資料—2. 知識產權」一節。

我們明白保護及執行知識產權的重要性。我們相信，我們已採取所有合理措施以防止我們的知識產權遭任何侵犯。我們目前並不知悉我們因涉嫌侵犯第三方擁有的任何知識產權而遭到任何未決或面臨的索賠。我們的委任函、諮詢協議及主要業務合約載有保護機密資料的保密條文。

於往績記錄期間及直至最後實際可行日期，概無涉及嚴重侵犯我們知識產權的任何糾紛或事件。

內部監控及風險管理

我們已實行一系列措施管理我們營運面臨的風險。我們正委任一名外聘內部監控顧問，而其乃直接向審核及風險委員會報告，並對財務申報的內部監控系統進行定期檢討。管理層團隊積極監控並就對營運構成影響的行業法律及法規變動作出及時反應。財務管理、生產及人力資源團隊成員各自就任何合規問題向管理層定期報告。我們亦委聘外部法律顧問處理多項有關我們營運的法律及監管事宜。

法律訴訟、合規及監管事宜

法律訴訟

董事確認，就彼等所知，於往績記錄期間及直至最後實際可行日期，我們或董事概無待決或面臨的法律、仲裁或行政訴訟，從而可能個別或共同對我們的業務、財務狀況或經營業績造成重大影響，亦無法律索賠或訴訟可能對我們的勘探權利造成影響。

合規及監管事宜

除 Viking 合營企業及 Stolberg 合營企業外，我們持有所有油氣牌照及礦權採礦權的 100% 工作權益。然而，皇家政府可能就一幅分作不同地質區域的土地授出不同採礦權，而就特定地質區域於不同日期向不同訂約方授出權利並非罕見。因此，不同訂約方於同一幅土地的不同權利可能因互相競爭的利益而產生衝突。於發生此情況時，訂約方可合作，磋商達成妥協，使雙方獲得的回採最大化。倘無法達成妥協，若干管理機構之一（如阿爾伯塔能源監督局或地表權利局）的權力將屬最終，而最終結果將視乎衝突的性質及特質而定。有關衝突的最終結果因此不能預先推測，惟可能包括暫時中止其中一方爭取其採礦權的能力。

我們依賴阿爾伯塔政府部門、委員會或機構作為監控及保障我們儲量及資源的機制。我們監察所有土地及資源的刊物，以保障我們的資源及儲量。於最後實際可行日期，我們並無涉及任何第三方對我們的油氣牌照及礦權不同地界權利的任何事宜。

我們確認，於往績記錄期間及直至最後實際可行日期，我們已遵守所有適用重要法律及法規。