
此 乃 要 件 請 即 處 理

閣下如對本通函任何方面或應採取的行動有任何疑問，應諮詢閣下的持牌證券商、註冊證券機構、銀行經理、律師、專業會計師或其他專業顧問。

閣下如已售出或轉讓所有名下MI能源控股有限公司（「本公司」）的股份，應立即將本通函送交買主或承讓人，或經手買賣或轉讓的銀行、持牌證券商、註冊證券機構或其他代理商，以便轉交買主或承讓人。

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



MIE HOLDINGS CORPORATION
MI能源控股有限公司

(於開曼群島註冊成立的有限公司)

(股份代號：1555)

關於收購EMIR-OIL, LLC已發行參股權益的主要交易

二零一一年四月十九日

目 錄

	頁次
釋義	1
董事會函件	6
附錄一 — 本集團財務資料	56
附錄二 — 目標公司的財務資料	58
附錄三 — 經擴大集團的未經審核備考財務資料	123
附錄四 — 合資格人士報告	133
附錄五 — 估值報告	318
附錄六 — 一般資料	345

釋 義

於本通函內，除文義另有所指外，下列詞語具有以下涵義：

「收購」	指	受限於購買協議的條款和條件，收購權益和賣方貸款中的全部權利、所有權和利益
「公告」	指	本公司日期為二零一一年二月十五日有關（其中包括）收購的公告
「聯繫人」	指	具有上市規則為之規定的含義
「董事會」	指	董事會
「桶油當量」	指	桶油當量
「十億立方英尺」	指	十億立方英尺
「交割」	指	收購以及購買協議項下擬進行的其他交易的交割
「交割日」	指	購買協議所載的交割日期
「中石油天然氣集團」	指	中國國家石油天然氣集團公司
「本公司」	指	MI能源控股有限公司（股份代號：1555），一家在開曼群島註冊成立的有限責任公司，其股份在聯交所主板上市
「主管機關」	指	由哈薩克斯坦政府不時指定的中央執行機構，代表哈薩克斯坦簽立及履行底土使用合同，惟不包括勘探及生產一般礦物。直至最近，該機構為哈薩克斯坦能源和礦產資源部，並於二零一零年三月十二日就石油和天然氣行業重組為石油和天然氣部
「合資格估值師」	指	仲量聯行西門有限公司的Lan D. Buckingham先生，其承擔估值報告中所載的估值工作

釋 義

「合資格人士」	指	Chapman Petroleum Engineering Ltd.，一家位於加拿大的獨立評估公司及目標公司的獨立石油工程公司，其編製合資格人士報告
「合資格人士報告」	指	合資格人士根據現有勘探合同就合同區截至二零二零年十二月三十一日的估計儲量發佈的報告，以供載入本通函
「關連人士」	指	具有上市規則為之規定的含義
「合同區」	指	包含了四處現有油田以及六處已認定的潛在含有油氣的構造，包括：(a)ADE區塊，包括Aksaz、Dolinnoe、Emir油田，(b)東南區塊，包括Kariman油氣田以及未勘探的Borly和Yessen構造，和(c)西北區塊，包括已開發區域以北和以西的地域，延伸至裡海
「控股股東」或「FEEL」	指	Far East Energy Limited，一家在香港註冊成立的公司以及公司的控股股東，持有1,414,600,000股股份，約佔本公司已發行股本的53.6%
「董事」	指	本公司董事
「經擴大集團」	指	緊隨交割後的本集團
「現有勘探合同」	指	開發位於Mangystau州Tubkaraganskii地區的「Aksaz-Dolinnoe-Emir」地區的碳氫化合物的合同，由哈薩克斯坦共和國投資處和「Zhanaozenskii Remontno-mechanicheskii Zavod」有限責任合夥（作為訂約方）於二零零零年六月九日簽訂（登記號為482），包括對其不時的修改
「企業價值／桶油當量」	指	桶油當量的企業價值
「本集團」	指	本公司及其子公司

釋 義

「香港」	指	中國香港特別行政區
「國際財務報告準則」	指	國際財務報告準則
「國際財務報告準則財務報表」	指	按照國際財務報告準則編製的財務報表
「獨立第三方」	指	並非本公司的關連人士，且獨立於本公司和本公司關連人士的獨立的第三方
「權益」	指	目標公司所有已發行的參股權益
「KMG」	指	Kazmunaigaz，哈薩克斯坦的國家石油和天然氣公司
「最後實際可行日期」	指	二零一一年四月十三日，即本通函付印前為確定當中所載若干資料的最後實際可行日期
「1552號許可證」	指	哈薩克斯坦政府於一九九九年四月三十日所發出的AI系列1552號許可證，以於Aksaz-Dolinnoe-Emir位於Tubkaraganskii地區、Mangystau州、Kazakhstan地區的範圍內勘探原狀碳氫化合物
「上市規則」	指	聯交所證券上市規則
「千立方英呎」	指	千立方英呎
「MIE」	指	MI Energy Corporation，於二零零一年五月二十二日於開曼群島註冊成立的有限公司，本公司的直接全資子公司
「百萬立方英呎」	指	百萬立方英呎
「石油和天然氣部」	指	哈薩克斯坦共和國石油和天然氣部
「票據」	指	賣方根據二零零七年九月十九日的契約發行的二零一二年到期的5.0%可轉換優先票據（包括對其的修改或補充）

釋 義

「票據重組協議」	指	賣方與賣方所發行票據的持有人訂立票據重組協議，於二零一一年三月四日生效
「中國」	指	中華人民共和國，就本通函而言，不包括中國香港、澳門特別行政區和臺灣
「生產合同」	指	任何由石油和天然氣部和目標公司簽訂的協議，旨在執行生產現有勘探合同下的Dolinnoe、Aksaz、Kariman或Emir的碳氫化合物
「招股章程」	指	本公司就本公司在聯交所主板首次公開發售而於二零一零年十二月一日發佈的招股章程
「購買協議」	指	由賣方、買方和作為買方擔保人的本公司於二零一一年二月十四日簽訂的參股權益購買協議
「買方」	指	Palaeontol B.V.，一家根據荷蘭法律註冊成立的公司，為本公司的全資子公司
「哈薩克斯坦」或 「國家」	指	哈薩克斯坦共和國
「賣方」	指	BMB Munai, Inc.，一家內華達州公司，為一個獨立第三方
「賣方貸款」	指	賣方根據購買協議中限定的某些公司間貸款協議，給予目標公司的公司間貸款，包括所有本金、利益以及有關的其他應付款項
「證券及期貨條例」	指	香港法例第571章證券及期貨條例
「股東」	指	股份持有人

釋 義

「股份」	指	本公司已發行股本普通股，每股面值0.001美元
「聯交所」	指	香港聯合交易所有限公司
「底土使用法」	指	哈薩克斯坦底土與底土使用法（291號，日期為二零一零年六月二十四日，由二零一零年七月七日起生效，經修訂）
「目標公司」或 「Emir-Oil」	指	Emir-Oil, LLC，一家根據哈薩克斯坦共和國法律成立的實體（獨立第三方）
「過渡服務協議」	指	賣方與本公司於交割前訂立的協議，為本公司提供目標公司經營業務的過渡
「稅務守則」	指	哈薩克斯坦稅務守則（哈薩克斯坦100-IV號法律，日期為二零零八年十二月十日，於二零零九年一月一日起生效，經修訂）
「估值報告」	指	合資格估值師根據現有勘探合同就合同區截至二零一零年十二月三十一日的石油和天然氣發佈的估值報告，以供載入本通函
「港元」	指	港元，香港法定貨幣
「美元」	指	美元，美利堅合眾國法定貨幣
「%」	指	百分號



MIE HOLDINGS CORPORATION

MI能源控股有限公司

(於開曼群島註冊成立的有限公司)

(股份代號：1555)

執行董事

張瑞霖先生 (董事長)

趙江巍先生

Forrest L. Dietrich先生

麥雅倫先生

非執行董事

王甦先生

獨立非執行董事

梅建平先生

Jeffrey W. Miller先生

才汝成先生

註冊地址

Maples Corporate Services Limited

P.O. Box 309

Ugland House

Grand Cayman KY1-1104

Cayman Islands

總部

中國

北京

朝陽區

慧忠路5號

遠大中心

C座406室

郵編100101

香港主要營業地點

香港

皇后大道東1號

太古廣場三期28樓

敬啟者：

關於收購EMIR-OIL, LLC已發行參股權益的主要交易

緒言

茲提述本公司有關以對價1.7億美元（可能調低）收購Emir-Oil, LLC的全部已發行

參股權益及賣方貸款的公告，根據上市規則，此次收購構成本公司的主要交易。

本通函旨在向股東提供（其中包括）(i)收購及購買協議的詳情；(ii)本集團的財務及其他資料；(iii)目標公司的財務資料；(iv)經擴大集團的未經審核備考財務資料；(v)合資格人士報告；(vi)估值報告；及(vii)上市規則規定的其他資料。

收購

購買協議

日期

二零一一年二月十四日

各方

賣方： BMB Munai, Inc.

買方： Palaeontol B.V.，本公司的全資子公司

擔保方： 本公司作為Palaeontol B.V.的擔保方

賣方的主要業務是目標公司的運營，其普通股在美國紐約證券交易所的全美證券交易所（美國證券交易所）交易。截至本通函發佈的日，目標公司為賣方的獨家運營子公司，由賣方全額控股。就董事所知且已經合理調查確認，賣方及其最終受益所有人均為獨立第三方。

將收購的資產

根據購買協議，在一定的條件下，買方同意收購且賣方同意出售權益及賣方貸款的全部權利、所有權和利益，且不存在任何留置權。在收購完成後，目標公司將成為本公司的間接全資子公司。截至本通函發佈的日，目標公司擁有現有勘探合同中100%的不可分割利益，因此，目標公司有權在二零一三年一月之前在哈薩克斯坦共和國西南部的Mangistau州的合同區進行勘探鑽井和石油開採活動。現有勘探合同的合同區面積約為850平方公里，包括四處現有油田（即Aksaz、Dolinnoe、Emir和Kariman油田）和六處已認定的潛在含有油氣的構造，其估計探明、概算及可能（已開發及未開發）儲

量分別約為2,360萬桶、6,150萬桶和2,970萬桶原油，而天然氣分別為26,842、36,821及34,155百萬立方英尺。根據現有勘探合同中的條款，目標公司有權銷售其在合同區內開採的所有石油和天然氣，並擁有申請並協商生產合同的獨家權利。進行交割的主要條件之一是目標公司須從石油和天然氣部獲得現有勘探合同下的4處現有油田中的3處的生產合同，並且，賣方在購買合同中進一步承諾其將協助買方申請現有勘探合同中所述的剩餘油田的生產合同。關於權益的詳細信息請參見下文「目標公司資料」章節。

對價

根據購買協議，買方將從賣方處收購權益和賣方貸款的全部權利、所有權和利益，總對價為1.7億美元（可能調低）（「對價」），其中36百萬美元將接受12個月的託管，作為交割時的彌償保證。在交割時及交割90日後，對價將作出一定的調整，其累積結果將與目標公司二零一零年十二月三十一日至交割日期間的資產負債表的某些特定變更相一致。該等調整將使對價降低，因為其反映了下述各項的和（不重複累加）：

(a) 目標公司在二零一零年十二月三十一日至交割日期間向賣方或其關聯方支付的現金，(b) 目標公司在二零一零年十二月三十一日至交割日期間在正常業務活動的外產生的任何負債，(c) 目標公司在二零一零年十二月三十一日至交割日期間產生的任何債務，(d) 目標公司在二零一零年十二月三十一日至交割日期間的任何資產負債表外負債，及(e) 在二零一零年十二月三十一日至交割日期間，目標公司就收購產生的任何費用。本公司將全數以現金形式支付對價。

本集團繼續尋求不同的融資方式為收購籌資。本公司正與多個銀行進行磋商，以籌措最低200百萬美元的新債務融資，預期有關融資活動將於二零一一年第二季末完成。待籌措上述最低200百萬美元的新債務融資後，本公司計劃以有關新債務融資所籌措的資金全數支付對價。倘本公司並無完成最低200百萬美元的新債務融資，本公司將尋求各種不同的融資方式，包括其他銀行貸款、股本發行、最多使用首次公開發售中所得款項淨額381,000,000港元（該等金額用於通過收購其他油田及其他內部資源的權益擴張本公司經營）。

對價的基礎

對價將在各方進行公平談判後確定，並將參考各項要素，其中包括但不限於：目標公司現在的產量、現金流及過往財務資料，特別是現有勘探合同下合同區內的石油和天然氣儲量的經濟價值。

陳述、保證及契約

買方與賣方按照慣例已在購買協議中就該性質交易作出陳述及保證，其中包括賣方的陳述，即其為權益的記錄及實益擁有人，並將於交割時向買方轉讓權益的有效及可銷售業權，該等業權在任何情況下不存在及不負擔任何留置權或任何其他轉讓限制。賣方作出的陳述及保證於購買協議日期及交割日在所有重大方面均屬真實及正確乃為交割的條件之一。賣方亦於購買協議中協定多項契約，其中包括於協議簽署至交割之間在正常過程中開展其業務。

購買協議的先決條件

收購的交割特別以下述各項的滿足或豁免（如可豁免）為條件：

1. 沒有任何有司法管轄權的法庭或任何該等轄區的法律發佈任何命令或裁決會阻礙收購的完成。
2. 沒有任何政府機構尚未完成的司法程序會限制或阻礙收購的完成，或使購買協議中的任何實質性條款無法執行。
3. 各方須為該收購的完成獲得哈薩克斯坦共和國競爭保護機構（反壟斷執法機構）的同意。
4. 各方須(i)就根據購買協議進行權益轉讓獲得石油和天然氣部的同意；及(ii)確認哈薩克斯坦政府豁免其根據哈薩克斯坦法律對權益的收購擁有的優先權。
5. 須就收購、購買協議和其項下擬進行的交易獲得賣方股東的批准。
6. 須就收購、購買協議和其項下擬進行的交易獲得買方股東的批准。
7. 須就收購、購買協議和其項下擬進行的交易獲得股東的批准。
8. 購買協議和其項下擬進行的交易須由聯交所根據上市規則批准。

9. 賣方須向買方遞交(i)合資格人士根據上市規則撰寫的報告，時間不晚於二零一一年三月三十一日，(ii)目標公司截至二零零八年、二零零九年、二零一零年三月三十一日止三個財年及截至二零一零年十二月三十一日止九個月的經審核國際財務報告準則財務報表；以及目標公司截至二零零九年十二月三十一日止九個月的可資比未經審核財務報表，時間不晚於二零一一年三月三十一日；以及(iii)目標公司在遞交國際財務報告準則財務報表之後12個月的營運資金預測。
10. 買方須獲得令其滿意的資料證明目標公司遵守特定的哈薩克斯坦法律法規以及現有勘探合同的相關條款。
11. 目標公司須以書面形式向買方確認豁免其在哈薩克斯坦相關法律下就權益的出售所擁有的優先權。
12. 買方與賣方須執行並公證轉讓行為，並簽署、遞交及公證根據哈薩克斯坦法律所需的轉讓文件。買方須批准、簽署並公證特許；並且賣方須促使轉讓行為的達成，促使向司法部相關部門遞交就向買方轉讓權益的所有權事宜所需的全部文件，並在司法部相關部門註冊特許。
13. 買方須獲得哈薩克斯坦國家勞動和社會保障部頒發有效的工作許可，以使買方在交割時可以委派一人擔任目標公司的新一任總經理。
14. 賣方須與哈薩克斯坦共和國國家銀行登記並安排賣方向買方或買方的關聯方轉讓賣方貸款。
15. 目標公司須就Kariman、Dolinnoe和Aksaz地區的石油開採與石油和天然氣部簽訂並適時註冊生產合同。
16. 賣方須獲得石油和天然氣部就與股權或與股權相關的證券、賣方股本的股份及其交易相關的全部批准。
17. 買方須獲取美國律師和哈薩克斯坦律師為賣方提供的法律意見，其時間均為截至交割日。

18. 賣方須就收購、購買協議和其項下擬進行的交易獲得全部批准（或其豁免）並完成目標公司需要獲得或完成的所有通告和備案。
19. 買方須獲得令其滿意的目標公司擁有其在購買協議中載明的資產的資料證明。
20. 買方須獲得形式和內容均令其滿意的易貨協定的取消證明。
21. 須獲得票據持有人批准。

截至最後實際可行日期，上文第6及21項條件已獲達成而並無條件獲豁免。

交割

在適用法律允許的範圍內，以上先決條件(1)到(8)可以由買方或賣方代表自己豁免，以上先決條件(9)到(21)可由買方豁免。目前，公司和買方預計買方不會豁免購買協議下的任何關鍵條件，包括獲得Kariman、Dolinnoe和Aksaz的生產合同（以上先決條件(15)）和轉讓賣方貸款（以上先決條件(14)）。在上述條件均被滿足或豁免（如可豁免）之後，交割將於二零一一年八月十五日或之前進行；如果僅有某些監管條件屆時尚未滿足，交割日期則不遲於二零一一年十一月十四日。

鑒於交割取決於滿足上述若干先決條件，收購可能完成也可能無法完成。股東和潛在投資者在交易股份時應當謹慎。

收購建議

賣方已同意不會在交割前徵求或促成任何善意要約或交易建議，倘生效，將導致轉讓或出售(a)賣方或目標公司15%或以上的投票權，或(b)相當於賣方或目標公司淨收益、淨收入或資產15%或以上的賣方或目標公司資產或權益（如適用）（「收購建議」）。然而，賣方可終止購買協議（須受下文所述的終止條件所規限）及倘賣方的董事會經諮詢其顧問後以誠信原則確定，收購建議將合理可能導致出現高級建議而未能就有關建議採取措施將合理預期導致董事會受信責任遭違背，則可另行選擇繼續未經徵求的收購建議。

終止

購買協議：

- 可通過各方的相互書面同意終止；
- 倘交割並無於二零一一年八月十五日或之前發生，或倘於二零一一年十一月十四日（如適用，「截止日」）或之前僅上文所載的若干監管規定仍未達成，則可由買方或賣方任何一方終止；
- 倘賣方撤回合同區的任何部分、違反其聲明或保證或未能履行契約或協議而將導致無法達成交割條件（各為「交割條件未達成」），則可由買方終止；
- 倘買方違反其聲明或保證或未能履行契約或協議而將導致無法達成交割條件，則可由賣方終止；
- 倘哈薩克斯坦、美國或任何其他國家的任何政府機關採取任何措施抑制、阻止或禁止根據購買協議擬進行的交易完成而有關命令或其他行動（各為「政府命令」）為最終及不可上訴的，則可由買方或賣方任何一方終止；
- 倘並無獲得賣方股東的批准，則可由買方或賣方任何一方終止；
- 倘賣方改變其就批准購買股份致股東的推薦意見、未能達成其分派代表材料的責任而舉行股東大會、落實違反購買協議條款的收購建議或授權或公開建議上述任何事項（統稱「代理徵求失敗」），則可由買方終止；
- 倘出現高級建議，則可由賣方終止；
- 倘並無獲得本公司股東批准，則可由買方或賣方任何一方終止；
- 倘賣方未能徵求及獲得票據的票據持有人批准（「票據持有人批准」），則可由買方終止。

倘購買協議因高級建議而由賣方終止，則賣方將須支付終止費17百萬美元及本公司的開支（不超過3.5百萬美元）。倘買方因代理徵求失敗或交割條件未達成而終止，同時收購建議獲宣佈且並無撤回，而賣方於有關終止12個月內訂立意向書、協議或原則性協議而可合理預期將導致出現收購建議（「替代收購協議」），則賣方將須支付終止費（但不包括本公司的開支）。倘(a)任何一方因未能達致若干監管條件導致交割未於截止日前發生或因發佈政府命令而終止；(b)買方因賣方未獲得票據持有人批准而終止；或(c)任何一方因交割並無於適用截止日前發生或賣方的股東並無批准購買協議而終止，而收購建議已獲宣佈而並未撤回，則賣方將須支付本公司開支（但不包括終止費）；然而，倘若於有關終止12個月內，賣方訂立替代收購協議，則賣方亦須支付終止費。

彌償保證

各方的聲明、保證及契約僅於交割日後12個月期間內維持有效，惟因賣方涉嫌欺詐或刑事犯罪而致使有效期不受限制則除外。賣方將對由於賣方違反聲明及保證、未能履行契約、現有訴訟事宜、現有勘探合同的遵守情況（及有效性）、轉讓若干應付款項、缺少若干設施及管道的擁有權或違反適用環境法而產生的損失作出彌償保證。賣方的最大彌償保證責任為39百萬美元（其中36百萬美元將於交割時撥至託管），惟因欺詐或刑事犯罪產生的損失則除外。除若干指定的聲明外，賣方毋須對買方作出彌償保證，除非申索金額合共超過750,000美元，達到此金額後，賣方有責任支付有關申索的全部金額，而不論起點為何。賣方的彌償保證責任一般限於交割日後一年之內。各方已提供延長的彌償保證責任期限，以應對僅與賣方有關而應該不會對目標公司或本集團造成任何實質影響的可能發生的潛在或然事件，而延長期限直至(a)有關事宜最終決議後90日（故此不受司法程序或訴訟所限）或(b)適用限制法令到期（以較早者為準）為止。賣方的最大彌償保證責任乃由本公司與賣方按公平原則磋商達成，而董事會認為，由於有關限制並不適用於因賣方的欺詐或刑事犯罪而產生的損失，以及由於賣方作為一家公眾公司所進行的大部分收購並無向買方提供任何彌償保證，有關金額為本公司提供充分保障，以免遭受根據購買協議本公司享有彌償保證的該等損失。

投票協議

就簽立購買協議而言，賣方的若干負責人（共同擁有賣方已發行普通股的約24%）訂立投票協議，於股東大會上以彼等股份投票贊成收購。該等負責人亦授予本公司代表就彼等普通股股份投票贊成收購，且同意在投票協議到期前不轉讓彼等的股份。

出借責任

倘交割並無於截止日或之前發生，而目標公司於截止日已根據購買協議通過石油和天然氣部獲得Kariman、Dolinnoe和Aksaz各自的生產合同，及倘若賣方當時並無嚴重違反其購買協議下的聲明、保證、契約或協議，則賣方有權利要求本公司通過購買彼等5百萬美元的現有票據提供債務融資，以提供可獲得流動資金用以支付當時可能結欠哈薩克斯坦政府與訂立涵蓋Aksaz、Dolinnoe及Kariman油田的生產合同的協議有關的金額。根據購買協議，賣方將以相等於票面價值的購買價並以與票據大致相同的條款和條件向公司發行可轉換優先票據，且該可轉換優先票據將與票據具有同等權益。

基於5百萬美元的本金計算，假設全部票據以每股7.2094美元的初始轉換價格轉換悉數轉換，本公司將持有的股份將佔賣方現有股份的約1.24%及經發行換股股份擴大後的普通股數量的約1.23%。基於500萬美元的本金計算，假設全部票據以每股2.00美元的初始轉換價格悉數轉換，本公司將持有的股份將佔賣方現有股份的約4.48%及經發行換股股份擴大後的普通股數量的約4.29%。轉換價的下調乃於下文詳述。

票據重組協議

賣方於二零零七年九月發行了原有票據。這些經修訂票據至二零一三年七月十三日到期，年利率為未償本金額的10.75%，拖欠金額每半年償付一次，時間為每年一月十三日及七月十三日。經某些調整，票據可轉換為賣方的普通股，初始轉換價為每股7.2094美元。由於票據重組協議的條款所規定，賣方正在尋求其股東批准，以於日後將轉換價由每股7.2094美元下調至每股2.00美元，最低轉換價由每股6.95美元相應地下調至每股1.00美元。

就購買協議而言，賣方就其簽立購買協議獲得票據持有人的豁免。然而，購買協

議的交割仍需票據的持有人批准，而有關批准已於二零一一年三月八日就簽立票據重組協議而授出。票據重組協議（其中包括）：

- 將原有票據的票面利率由9.0%上調至10.75%；
- 向原有票據持有人支付現金1.0百萬美元；
- 將原有票據的本金總額由60.0百萬美元提高至61.4百萬美元；
- 將原有票據的到期日由二零一二年七月十三日延長至二零一三年七月十三日；
- 授予原有票據持有人新的認沽期權，可於新到期日之前一年行使；
- 增加契約限制，包括限制可能產生的債務、限制資本開支、禁止支付普通股股息及限制投資；
- 規定每半年攤還本金為賣方的超額現金流（如有）的30%；及
- 授予原有票據的持有人有關賣方及目標公司的董事提名權。

若干方面的票據重組須經股東批准並可能須獲取石油和天然氣部的監管批准。

關聯方豁免

就收購而言，Toleush Tolmakov先生及Boris Cherdabayev先生同意就彼等所佔賣方普通股的股份而將有權於首次股東分派時向賣方獲取的全部股東現金分派而於交割時作出託管注資（構成作下述彌償保證的託管資金36百萬美元的一部分），金額約為17,096,709美元。Tolmakov先生為6,251,960股普通股的實益持有人，並為賣方的行政官。Cherdabayev先生為6,248,727股普通股的實益持有人，並為賣方的董事會主席。結果則為，這兩位股東已同意承擔風險，將彼等普通股的全部價值用作賣方的彌償保證，並將彼等首次股東分派推遲至預計之後續股東分派（如有）。通過此舉，賣方將能夠於首次分派時向其他股東支付當時原本將向Tolmakov先生及Cherdabayev先生支付的現金分派。倘收購完成，賣方預期以收購所得款項（未向其股權持有人作出初步現金分派前）購回票據。

目標公司資料

哈薩克斯坦共和國

哈薩克斯坦按面積計算是世界上第九大國家，其坐落於亞洲中部、裡海的東北岸，與中國、俄羅斯、土庫曼斯坦、烏茲別克斯坦和吉爾吉斯斯坦接壤。

下圖為哈薩克斯坦地圖及其鄰國：

表1



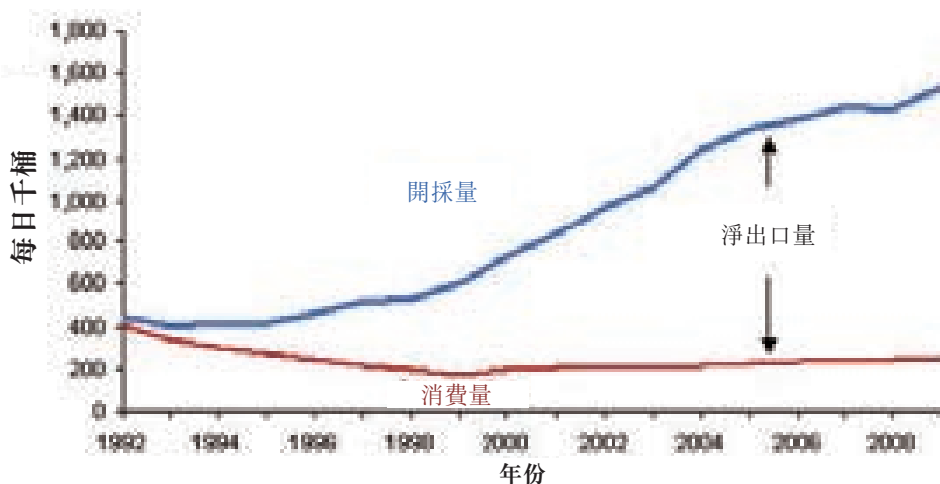
* 現有勘探合同下的合同區

哈薩克斯坦擁有裡海地區最大的已探明的原油儲量，其原油產量位居中亞第二。截至二零一零年一月一日，其已探明的原油儲量相當於300億桶原油。哈薩克斯坦的石油開採量自上世紀九十年代初期起迅速增長，在過去的十年中翻了一番。哈薩克斯坦的石油開採量佔了該地區石油及天然氣開採量的一半，二零零九年與二零一零年的日產量分別為約154萬桶與157萬桶。哈薩克斯坦日益增長的石油產業約佔其國內生產總值的30%，而其出口收入的一半以上均來自於石油產業。根據國際商業觀察二零一零年一月發佈的石油和天然氣產業報告，其預計哈薩克斯坦的石油和天然氣液態產品產量將在二零零九年至二零一九年間增長50%。在該份報告中，國際商業觀察將哈薩克斯坦不斷提升的經營環境放在首位，並表示其石油和天然氣開採前景、油田的初期開發、油田儲量的高開採率及競爭的格局對該國都非常有利。由於哈薩克斯坦宏觀經濟表現良好，財政狀況健康，在二零零零年它成為了全部償還其國際貨幣基金組織所有

債務的第一個前蘇聯共和國成員國，比原時間表提前了7年。二零零二年九月哈薩克斯坦成為了第一個得到一家國際主要信用評級機構的投資級信用評級的前蘇聯成員國。² 下圖為一九九二年至二零零九年哈薩克斯坦的石油開採量和消費量：

表2

一九九二年至二零零九年哈薩克斯坦的石油開採量和消費量



來源：美國能源信息管理局網站

哈薩克斯坦的主要石油儲量位於其西部地區，該地區擁有五個最大的境內油田，即：Mangistau、Tengiz、Karachaganak、Aktobe和Uzen。哈薩克斯坦的Mangistau地區擁有大量產量豐富的油田，其中包括中國主要的石油及天然氣公司（如中國石油天然氣集團公司／中石油）訂立合同並有業務運作的油田。其他在哈薩克斯坦擁有油氣業務的中國公司包括中國海洋石油總公司、中國國際信託投資公司、中國振華石油控股有限公司和中國化工進出口公司。該地區的基礎設施完備，提取油可便捷經濟地通過管道輸送至黑海地區，通過駁船³和管道³輸送至地中海地區，通過駁船³和火車輸送至巴統和格魯吉亞，及通過管道³輸送至中國。最近完工的1,384英里哈薩克斯坦－中國石油管道使哈薩克斯坦向中國出口石油更具競爭力。³

² 來源：美國國務院網站

³ 與哈薩克斯坦相關的資料來源：美國能源部二零一零年十一月發佈的哈薩克斯坦能源概述分析。

目標公司

目標公司是二零零二年三月二十日根據哈薩克斯坦共和國法律成立的實體，是賣方的唯一經營性子公司，在本通函之日為其全資子公司。

目標公司的商業活動集中於在哈薩克斯坦勘探和生產石油和天然氣。目標公司持有現有勘探合同，令其可以在位於哈薩克斯坦西南區塊靠近阿克套市和裡海的Mangistau州的進行勘探鑽井和試生產。目標公司現時根據1552號許可證和現有勘探合同經營業務。初步授出時，現有勘探合同的勘探和開發階段擁有五年期限，並允許延期兩次，每次兩年。於二零零八年六月二十四日，主管機關同意將現有勘探合同的勘探階段延長至二零一三年一月九日。目標公司合同區的勘探面積約850平方公里。現有勘探合同的原有勘探區包括ADE區塊。由於目標公司的鑽探及勘探活動，該區塊目前包含Aksaz、Dolinnoe及Emir油氣田。於二零零四年十二月七日，目標公司獲准區域擴大，指定為東南區塊，該區塊目前包括Kariman油氣田以及未勘探的Borly和Yessen構造。於二零零八年十月十五日，目標公司成功協商第二次區域擴大，指定為西北區塊。目標公司的勘探區塊彼此相連。根據現有勘探合同的條款，目標公司有權在現有勘探合同期限內出售在合同區生產的所有石油和天然氣，並且於其商業發現獲批准（經哈薩克斯坦國家儲量委員會商榷）後擁有獨家權利與石油和天然氣部申請和協商生產合同。

以下是一張展示Mangistau州現有勘探合同下的合同區和其他油田的地圖：

表3



董事會函件

勘探及開發面積

下表按區塊分類概述截至二零一零年三月三十一日及二零一零年十二月三十一日目標公司總及淨已開發及未開發礦產面積。

	截至二零一零年三月三十一日					
	已開發		未開發		總計	
	總	淨	總	淨	總	淨
			(英畝)			
ADE區塊	950	950	46,805	46,805	47,755	47,755
東南區塊	670	670	65,245	65,245	65,915	65,915
西北區塊	-	-	96,370	96,370	96,370	96,370

	截至二零一零年十二月三十一日					
	已開發		未開發		總計	
	總	淨	總	淨	總	淨
			(英畝)			
ADE區塊	970	970	46,785	46,785	47,755	47,755
東南區塊	750	750	65,165	65,165	65,915	65,915
西北區塊	-	-	96,370	96,370	96,370	96,370

在哈薩克斯坦開發石油和天然氣資產及現有勘探合同

根據哈薩克斯坦的法定規劃，潛在油田分兩個階段開發。第一個階段為勘探及評估階段，在此階段，會授予私人合同者許可證，於固定年限內在特定區域勘探石油及天然氣。此階段的重點為探尋商業發現，即發現足量的石油及天然氣，以使與政府簽立商業生產合同或轉為商業生產合同成為可行。根據勘探合同的條款，合同持有人有權出售於勘探合同期間內生產的所有石油及天然氣。

目標公司目前根據1552號許可證及現有勘探合同營運。於首次授出後，現有勘探合同的勘探及開發階段為期五年，可續期兩次，每次兩年。於二零零八年六月二十四日，主管機關同意將現有勘探合同的勘探階段延長至二零一三年一月九日。

最初，現有勘探合同授予目標公司權利，於面積約200平方公里的地塊（「ADE區塊」）內進行勘探及開發。ADE區塊包括三個油田，Aksaz、Dolinnoe及Emir油田。於二零零四年十二月七日，現有勘探合同乃被擴充以涵蓋ADE區塊附近面積為260平方公里的新增地塊（「東南區塊」）。該區塊包括Kariman油氣田及Borly和Yessen構造。於二零零八年十月，主管機關准許擴大現有勘探合同下所涵蓋的地區，以包括390平方公里的新增區域，從而使現有勘探合同下的總合同區達到850平方公里。新增地區（「西北區塊」）位於目標公司目前勘探地區的北部及西部，將勘探區域向裡海延伸。東南區塊及西北區塊須受現有勘探合同的條款規管。

為確保於勘探期內進行足夠的勘探活動，石油和天然氣部規定勘探合同各年須完成的年度強制性最低工程項目。根據最低工程項目，合同者須在合同區內就勘探活動投入最低金額，包括地球物理研究、油田基礎設施建設或鑽井活動。於勘探階段，合同者亦須在各油田鑽探足夠的井位，以在其尋求商業生產許可證的任何油田證實有可進行商業生產的儲量。於勘探合同期限內，若未能完成特定油田的最低工程項目規定，則可能致使合同者無法獲取該油田更長期的生產合同，不論合同者是否能在僅完成部分最低工程項目的情況下證明有商業儲量。

現有勘探合同遵循上述格式。現有勘探合同訂定目標公司工作計劃各年內其須支付的最低金額。截至二零零九年七月止，目標公司的工作計劃年度於各年七月九日截止。由於現有勘探合同有若干變動，截至二零一三年一月九日止各年，其工作計劃年度截至日期現變更為一月九日。因此，目標公司的工作計劃年度與財政年度並不相同。鑒於時間上的差異，下表「實際作出」一欄所載的金額可能與本通函附錄二內「B. 目標公司管理層討論與分析」一節所披露的金額或本通函附錄二內目標公司的合併財務報表所載的金額有所不同。該等數字乃按目標公司財政年度而非工作計劃年度呈列。

董事會函件

費用金額	合同規定	實際作出
二零零七年七月之前	40,200,000美元	104,750,000美元
二零零七年七月至二零零八年七月	8,480,000美元	115,040,000美元
二零零八年七月至二零零九年七月	1,845,000美元	44,900,000美元
二零零九年七月至二零一零年一月	8,565,000美元	15,970,000美元
二零一零年一月至二零一一年一月	21,520,000美元	56,650,000*美元
二零一一年一月至二零一二年一月	27,300,000美元	-
二零一二年一月至二零一三年一月	14,880,000美元	-
總計	<u>122,790,000美元</u>	<u>337,310,000美元</u>

* 截至二零一零年十二月三十一日止的投資

根據主管機關的規定及常規（在底土使用法施行前建立），曾有規定可將某一時期內超出最低要求的開支結轉，以滿足未來期間的最低責任。如上表所示，目標公司於各期間大幅超過現有勘探合同下的最低資本開支要求，並於勘探階段為最低資本開支要求總額兩倍有餘。

除各年強制性最低資本開支外，勘探合同通常規定合同持有人於其計劃尋求商業生產權的各構造內鑽探一定數量的井。

在哈薩克斯坦，通常一口勘探井及兩口評價井已足夠表明特定油田有可進行商業生產的儲量，儘管在某些情況下，更少的井數即可證明有商業儲量。於勘探階段，哈薩克斯坦所要求的井數總量通常由特定區域的地震研究所識別的油田或構造數目決定。對ADE區塊、東南區塊及西北區塊的三維（「3D」）地震研究已識別六處潛在油田或構造。

董事會函件

截至二零一零年三月三十一日及二零一零年十二月三十一日，目標公司合共鑽探24口井，詳情如下：

構造	Aksaz	Dolinnoe	Emir Kariman				Yessen	西北區塊
			Borly	Kariman		Borly		
截至二零一零年三月三十一日								
勘探井	1	1	1	1	1	1	1	3 ⁽¹⁾
評價井	2	2	2	2	2	2	2	*
現有井	5	6	3	10	0	0	0	0
在建井	0	0	0	0	0	0	0	0

截至二零一零年十二月三十一日

勘探井	1	1	1	1	1	1	1	3 ⁽¹⁾
評價井	2	2	2	2	2	2	2	*
現有井	5	6	3	10	0	0	0	0
在建井	0	0	0	0	0	0	0	0

1. 現有勘探合同附錄六規定須鑽探三口勘探井。

* 目前未知。

根據現有勘探合同延展的條款，目標公司將須在二零一三年一月九日前至少鑽探額外九口新井。上表下半部列示目前勘探井及評價井的鑽探進度。

本公司認為目標公司的勘探方式保守，目標公司的常規為先連續鑽探數口井。其第一口井為於二零零四年鑽探的Dolinnoe-2井。隨後，其又鑽探Dolinnoe-3井，其後為Aksaz-4及Kariman-1井。雖然目標公司迄今已確認其所有井中均有石油及天然氣存在，但並非所有井均達到商業生產的水平。目標公司已花費大量時間及金錢研究井。由於在二零一一年財政年度，其用於鑽井活動的資金有限，目標公司擬通過對現有井進行定向側鑽（較垂直井便宜），增加產量。

鑽探階段旨在研究各油田及井的地質及地球物理屬性，以合資格獲取更長期的生產合同。鑽井一經完成，目標公司即專注於使用更長期間測試井的生產屬性及其能力，以釐定使該井生產石油的最佳方法，並獲得進一步開發整個油田的計劃。於勘探時，石油產量會大幅波動，波動的原因為新井通常會遭遇壓力不均，並須較長時間閉井進行強制性測試。石油生產最大化僅在勘探後階段方能成為核心重點，此時會根據生產合同開始開採商業發現的產量。

根據現有勘探合同，目標公司有獨家權利申請及協商商業生產合同。根據底土使用法，哈薩克斯坦會參考特定資料（該等資料可證實申請人是否能完成其建議生產合同下的義務），通過直接協商生產合同的方式決定是否授出底土使用權。雖然申請人可能就不利決定向法庭提出抗辯，但其無法控制哈薩克斯坦的決定。政府須根據哈薩克斯坦石油法按誠信原則協商權利的條款。基於與哈薩克斯坦探討的結果，哈薩克斯坦在決定是否授出商業生產權時所考慮的主要因素為合同持有人是否已完成最低工程項目、證明存在商業發現，提出哈薩克斯坦第三方石油機構就開採已確立的商業儲量所編製的開發計劃並獲得批准。目標公司於勘探階段盡一切努力繼續達到此等標準。商業生產權的條款將在目標公司申請轉至商業生產時予以協商。

購買協議的一項先決條件為，目標公司就Aksaz、Dolinnoe及Kariman油田取得生產合同，但並無涉及Emir油田的相關條件。在本公司與賣方的磋商過程中以及對合同區內的油田進行廣泛的盡職審查後，本公司確定，Emir油田與Aksaz、Dolinnoe及Kariman油田不同，在收購交割前取得生產合同並不可行，乃由於需要進一步投資及開發資金所致。獨立專業估值師仲量聯行西門認為，僅獲得生產合同的油田可在本通函附錄五所載的估值報告內被視為石油資產，因為缺少生產合同的業務生產不被允許。然而，鑒於本公司有意投資及進一步開發Emir油田，本公司在考慮及磋商購買協議時已考慮Emir油田油氣儲量的經濟價值。

目標公司於二零零九年一月一日開始遵守新的稅務守則。根據稅務守則，礦物提取稅取代了目標公司以前支付的專利費。礦物提取稅的稅率取決於年產量。稅務守則目前規定銷往出口市場產量的礦物提取稅稅率（產量不超過250,000噸）最低為5%，銷往國內市場原油（包括凝析氣）產量的稅率（產量不超過250,000噸）為2.5%。礦物提取稅開支作為油氣操作費用的部分呈報。於二零零九年一月，目標公司須繳納分段的出口稅，出口稅乃基於出口價格計算，稅率由0%（倘價格低於每桶40美元）至32%（倘價格超過每桶190美元）不等。

石油及天然氣儲量

截至二零一零年十二月三十一日，目標公司擁有1,080英畝已探明的已開發生產總面積、240英畝已探明的未開發儲量總面積，以及約3,320未探明未開發總面積。截至二零一零年十二月三十一日，目標公司已經在現有勘探合同下的簽約面積內共鑽探24口井，在截至二零一零年十二月三十一日止九個月內日平均產量約為2,321桶，而在截至二零零九年及二零一零年三月三十一日止財政年度內日均產量則分別約為2,961桶

及2,784桶。目標公司在截至二零零九年和二零一零年三月三十一日止財政年度各年生產約100萬桶石油或石油當量（原油比例超過90%）。

根據合資格人士報告，於二零一零年十二月三十一日，合同區的估計探明、概算及可能（已開發及未開發）儲量分別約為2,360萬桶、6,150萬桶和2,970萬桶原油，而天然氣分別為26,842、36,821及34,155百萬立方英尺。根據合資格人士報告，於二零一零年十二月三十一日，兩個已識別三疊紀層（Borly及Esen）所估計的潛在資源為139.1百萬桶石油及156十億立方英尺天然氣。原ADE區塊的三個構造（Aksaz、Dolinnoe及Emir）及三疊紀層的延伸牌照地區的兩個構造（Borly及Kariman）所估計的潛在資源為25.3百萬桶石油。成功的概率釐定為15%，導致合同區的最終總風險經調整碳氫化合物資源為28.6百萬桶油當量。

探明未開發儲量

目標公司截至二零一零年三月三十一日及十二月三十一日的估計儲量均包括2.6百萬桶油當量的探明未開發儲量。於截至二零一零年三月三十一日止年度及截至二零一零年十二月三十一日止九個月，探明未開發儲量並無變動。於截至二零一零年三月三十一日止年度及截至二零一零年十二月三十一日止九個月內，目標公司並無就將探明未開發儲量轉為探明已開發儲量產生任何資本開支。

鑽井作業、油井動態及生產

於截至二零一零年三月三十一日止財政年度及截至二零一零年十二月三十一日止九個月，目標公司繼續著力於通過在現有井持續作業（包括定向側鑽）穩定及維持生產。過往財政年度並無鑽探新的垂直井，原因為目標公司大多數財務資源已被用於紓緩營運資金不足。

目標公司繼續準備將其部分現有資產最終轉至商業生產。其已保留第三方獨立顧問公司的服務，以編製Kariman、Aksaz及Dolinnoe油田的地質模型。工作正在進行，預期於二零一一年曆年底之前完成。與Kazakhstani Design Institute共同進行的此項步驟會準備將目標公司最終轉至商業生產。

於二零一零年財政年度，目標公司與Toleush Tolmakov先生（賣方的行政人員）的聯屬公司GeoSeismic LLP簽立合約，繪製及解釋西北區塊部分的3D地震資料。3D地震研究的結果載於合資格人士報告內。

目標公司正在繼續研究在Dolinnoe及Aksaz油田使用不同設計泵的多個可行辦法，Dolinnoe及Aksaz油田的天然氣成份含量較高，故難以利用目前在Kariman油田使用的電子潛水泵。

董事會函件

預期會於二零一一年財政年度的剩餘時間內繼續對現有井的作業，旨在提升及維持現有井的產量。

下表載列目標公司於截至二零一零年三月三十一日止三個年度及截至二零一零年十二月三十一日止九個月鑽探的勘探井及開發井中的總及淨作業權益：

	截至三月三十一日止年度						截至二零一零年十二月三十一日止九個月	
	二零零八年		二零零九年		二零一零年		總	淨
	總	淨	總	淨	總	淨		
勘探	-	-	-	-	-	-	-	-
生產	-	-	-	-	-	-	-	-
石油	18	18	24	24	24	24	24	24
天然氣	-	-	-	-	-	-	-	-
乾井	-	-	-	-	-	-	-	-
總計	18	18	24	24	24	24	24	24
開發	-	-	-	-	-	-	-	-
生產	-	-	-	-	-	-	-	-
石油	-	-	-	-	-	-	-	-
天然氣	-	-	-	-	-	-	-	-
乾井	-	-	-	-	-	-	-	-
總計	-	-	-	-	-	-	-	-

截至二零一零年十二月三十一日，上文所識別的24口井正在試生產、測試、正在修井或正待修井。

根據哈薩克斯坦法律，目標公司須分開測試其資產的所有潛在目標，包括完成對各層具不同油嘴呎吋的模型進行的油井調查。在測井時，當有目標轉至目標的情況發生，則油井須關閉。石油生產會在進行以下行動時於測試期內停止：調動／遣散修井設備、起鑽、下鑽、射孔及封隔器安裝時間，在一段特定時間內有人為減少平均產量的影響。

董事會函件

主要營運數據

下表載列目標公司於截至二零一零年三月三十一日止三個年度以及截至二零零九年及二零一零年十二月三十一日止九個月的主要營運數據：

	截至三月三十一日止年度			截至十二月三十一日 止九個月	
	二零零八年	二零零九年	二零一零年	二零零九年	二零一零年
	美元	美元	美元	美元	美元
淨生產數據：					
石油 (桶)	907,823	1,080,895	1,016,221	751,648	638,335
天然氣 (千立方英尺)	-	-	-	-	967,688
桶油當量	907,823	1,080,895	1,016,221	751,648	799,615
淨銷售數據 ⁽¹⁾ ：					
石油 (每桶)	896,256	1,073,754	1,036,070	785,044	626,741
天然氣 (千立方英尺)	-	-	-	-	824,382
桶油當量	896,256	1,073,754	1,036,070	785,044	764,137
平均售價：					
石油 (每桶)	67.16	64.84	55.28	53.16	64.92
天然氣 (每千立方英尺) 當量價 (每桶油當量)	-	-	-	-	1,438 54.49
開支 (美元每桶油 當量) ⁽¹⁾ ：					
石油及 天然氣經營 ⁽²⁾	6.15	7.01	8.27	8.58	8.66
折舊、耗損及 攤銷 ⁽³⁾	23.93	9.60	14.47	10.15	13.86

(1) 目標公司在計算單位成本時乃依據銷售量而非產量，蓋因期內產量未必悉數售出。按照配比會計原則，相關生產成本僅指已售出單位的生產成本，而並非指產出單位。每桶油當量的石油及天然氣經營開支乃按年內石油及天然氣經營開支除以年內石油銷售量計算得出。

(2) 其中包括運輸成本、生產成本及從價稅（不包括租賃出口稅）。

(3) 僅指石油及天然氣礦藏耗損。

行業及經濟因素

目標公司的業務受限於多種不為其控制的因素，其中一項因素為石油及天然氣的價格波動。石油及天然氣市場歷來呈週期性波動。於二零一零年財政年度，國際石油價格波動幅度較大，目標公司認為石油價格可能繼續難以預估。

鑒於目標公司的收益乃以產量和價格為指向標，商品價格的大幅波動極可能持續對經營業績構成重大影響。然而其並未選擇進行對沖交易，此乃由於其並不具備進行出口交易所必須的基礎架構及靈活適應性，因其需每月向石油和天然氣部申請審批出口配額。

考慮到其作業構造的深度及地質結構，目標公司的業務帶有相當複雜性。鑽探及開採過程中均要求有經嚴格訓練的人員操作各種先進技術。即算技術得以正確應用，在完井時，目標公司亦未必能肯定會出現碳氫化合物，或能確切地把握其產出幾率。儘管其已努力控制風險，然而鑽探實為高風險業務活動，其未必能產出商業產量或儲量。

向主要客戶進行市場推廣及銷售

石油及天然氣市場受連串因素影響，其中包括國內產量及進口、管道及其他運輸設施的可行性、接近範圍及容量、競爭性燃料的市場需求及推廣程度，以及政府對石油及天然氣生產和銷售所施加監管的影響。

目標公司將其近乎全部的測試產量出口外銷。於截至二零一零年三月三十一日止財政年度及截至二零一零年十二月三十一日止九個月，目標公司分別將其原油產量的約95%及98%售予Titan Oil（前稱Euro-Asian Oil AG）。於以上期間，來自Titan Oil的石油銷售收入佔目標公司同期總收入的97%。倘目標公司失去Titan Oil這名客戶，在短期內其業務或會遭受重大不利影響。根據當前的原油需求狀況及鑒於其可隨時找到替代買家，目標公司依然相信，失去Titan Oil這名客戶不會長期對其業務構成重大不利影響。

目標公司的原油乃通過阿克套港口運送出口。根據與Titan Oil達成的協議，交易乃以貨交承運人+指定地點（二零零零年國際貿易術語解釋通則）形式在滿格什拉克火車站交付。石油隨後通過Titan Oil提供的軌道車運送至阿克套港口。成交量及售價按月釐定，所有款項支付乃透過國際銀行開出不可撤銷備用信用證的形式進行。售價乃按提貨單日期後三天內普氏能源資訊(Platt's Crude Oil Marketwire)所報布倫特原油平均價減去就運輸開支、貨運費及其他開銷所作貼現後釐定。所供應原油的質素須符合最低質素標準。

競爭

目標公司在哈薩克斯坦及中亞地區所面臨的競爭包括來自其他小型石油和天然氣

鑽探公司、中型生產商及大型鑽探及生產企業的競爭。目標公司與上述公司競爭額外鑽探及開發礦藏，而該等公司大多數為財務資源雄厚及擁有強大的技術團隊。

目標公司在資金上面臨來自其他鑽探及生產企業以及其他行業從業公司的競爭。投資者有時更傾向於投資其他行業從業公司，這使得目標公司籌集營運所需資金的能力受限。

目標公司認為其在哈薩克斯坦具有一定競爭優勢，蓋因其管理團隊乃由與哈薩克斯坦政府各相關部門及機構維繫有高度信任關係的本國國民組成。然而，收購完成後，該等僱員存在離職的可能。相關詳情請參閱「風險因素－與收購有關的風險－收購完成後，經擴大集團將會涉足部分缺乏過往營運經驗的業務。」。

高級管理層

以下為目標公司的現有高級管理層。本公司將與目標公司合作，以便於過渡服務協議到期後確定目標公司的管理層組成。

Zhiyenbet M. Aristambayev，51歲，自二零零八年八月起一直擔任目標公司的總經理。於加入目標公司之前，Aristambayev先生擔任多個職務，其中包括，於二零零八年一月至二零零八年八月期間擔任Department of the Western-Kazakhstan Territorial Department of Geology and Subsoil的副經理、於二零零六年十二月至二零零八年一月期間擔任ErkinOil LLP的總經理、於二零零四年十月至二零零六年十二月期間擔任AralParker Joint Stock Company的總經理、二零零零年六月至二零零四年八月期間先後擔任Tengizchevroil Joint Venture的執行顧問及董事、於一九九七年九月至二零零零年五月期間擔任KazakhOil National Oil and Gas Company（其後更名為KazMunaiGaz）服務項目部經理、於一九九五年十二月至一九九八年八月期間擔任MangistauMunaiGaz（股份公司的代表）的副經理兼董事、一九九三年至一九九五年期間先後擔任MunaiGaz（一家哈薩克斯坦的國有控股公司）經濟部的副經理、部門主管及多個其他職務，及於一九八六年十二月至一九九三年十一月期間擔任The Institute of Gosplan Economics（國家經濟計劃委員會下屬機構）的部門主管及多個其他職務。Aristambayev先生於一九八一年畢業於Kazakh Polytechnic Institute，獲得學士學位，成為水文地質學者（採礦工程師）。彼亦於二零零二年畢業於ENI Corporate University，取得石油管理碩士學位。

Aktorgyn Nurmanbetova，36歲，自二零零五年七月一日起一直擔任目標公司的財務董事。彼亦於二零零二年三月一日至二零零五年七月一日期間擔任目標公司的財務經理。於加入目標公司之前，Nurmanbetova先生於二零零零年一月至二零零二年三月期間擔任Zhana Uzen Mechanical Repair Plant的財務經理、於一九九八年七月至一九

九九年十一月期間擔任哈薩克斯坦共和國國家銀行阿拉木圖分行貸款債務部專家及於一九九六年十月至一九九八年三月期間擔任哈薩克斯坦共和國財務部阿拉木圖財政部專家。Nurmanbetova先生於一九九六年畢業於哈薩克斯坦國立管理科學院，取得經濟及管理學士學位，並於二零零二年畢業於阿拉木圖的Adilet Academy of Law，取得法律專業學士學位。

Sarsenbek Berdigulov，64歲，自二零零八年五月一日起一直擔任目標公司油氣生產的副經理。於加入目標公司之前，Berdigulov先生於一九七四年至二零零八年期間在Kazakhstani Gas Processing Plant先後擔任多個職務，包括第一副經理、經理、首席工程師、首席製程工程師、生產部副主管、壓縮科副科長、天然氣處理科科長、調度員及調度部主管。彼於一九九七年一月至二零零七年四月期間亦擔任UzenMunaiGaz天然氣處理部門的經理，及於一九九六年八月至一九九七年一月期間擔任UzenMunaiGaz天然氣生產處理部的經理。此外，Berdigulov先生於一九九五年三月至一九九六年八月期間擔任「Ethylene」股份公司的技術主管，於一九九四年九月至一九九五年三月期間擔任AKPO（一家汽車石油生產公司）的技術主管。Berdigulov先生於一九七九年取得俄羅斯State Polytechnic Institute的油氣提煉專業學士學位。

Gaziz Tulesinov，52歲，自二零零八年七月一日起一直擔任目標公司鑽修井的副經理。彼亦於二零零五年二月一日至二零零八年七月一日期間及於二零零四年六月二十一日至二零零五年二月一日期間分別擔任目標公司的技術主管及鑽井工程師。於加入目標公司之前，Tulesinov先生於多個公司擔任職務，包括於二零零二年至二零零四年期間擔任KarakudukMunai Joint Stock Company的鑽井工程師、於二零零一年至二零零二年期間擔任OTO Prom LLP修井科的科長、於二零零零年至二零零一年期間擔任Kazakoil Drilling的Drilling Rig Sky Top Brewster N-75的主管、於一九九九年至二零零零年期間擔任Kaznishneft Project Institute的副首席工程師、於一九九七年至一九九九年期間擔任HurricaneKumkolMunai的鑽井組及鑽井業務的主管及於一九八零年至一九九七年期間擔任一家蘇聯油氣公司的Mangyshlak Drilling Department的鑽井專家及鑽井組主管。Tulesinov先生於一九八零年取得阿拉木圖Kazakh State Polytechnic Institute的油氣井鑽探專業的學士學位。

政府監管

目標公司的業務經營受哈薩克斯坦中央及地方政府的監控及規管。中央及地方監管機構在同一立法框架下規管目標公司。目標公司與監管機構之間的大部分互動乃與國家機關下的地方部門進行，如石油和天然氣部。該等地方機構不時檢查目標公司及其營運，以確保監管合規，而中央國家機關通常僅要求定期提交各種報告。目標公司在開展業務經營時注意遵守一切法律規定，並遵循其認為在當前營運環境下屬審慎的商業慣例。目標公司不大可能就環保及其他政府監管方面的合規成本進行單獨計算，因為該等成本為其業務的整體構成部分。

在哈薩克斯坦，政府持續審閱影響石油和天然氣行業的相關法例，以作修訂或增編。根據有關法例，各政府部門及機構發佈各種影響石油和天然氣行業的條例及法規，其中部分對違規者責以巨額罰款。上述法例及法規可能對目標公司影響深遠，並可能透過提高營業成本或施行新稅、稅務計劃或提高稅率等，對其盈利能力構成不利影響。由於所在行業經常引入新法及對現行法例及法規不時修訂或詮釋，目標公司對日後的合規成本或遵守該等法例及法規可能產生的影響不可預知。

哈薩克斯坦要求目標公司獲得大量與其營運有關的牌照，而目標公司於最後實際可行日期已獲得開展起業務所需的所有相關牌照。根據哈薩克斯坦法律，所提供的一般性牌照不會限制其期限，因此不會到期。

一般資料

在哈薩克斯坦，根據哈薩克斯坦憲法，底土及礦物均由國家擁有。國家允許根據底土使用法規定的條款、條件及限制使用底土。除哈薩克斯坦法律及底土使用合同另有規定者外，礦物原料（包括碳氫化合物，如石油和天然氣）根據所有權（或如為國有企業，則根據經濟權利或日常管理權）由底土使用者擁有。主管機關（前稱哈薩克斯坦能源和礦產資源部，現重組為石油和天然氣部，「主管機關」）代表國家授出礦物原料的勘探及生產權。底土使用權會在確定期限內授出，但可在適用合同及許可證到期前延期，惟受若干限制及條件規限。倘（其中包括）底土使用者未滿足彼等的合約責任（包括定期向政府支付礦區使用費及稅項，以及滿足採礦、環境及健康安全規定），則主管機關可終止底土使用權。

底土使用法旨在：(i)綜合現有重疊的有關底土及底土使用的法律及法規（包括油氣領域的法律及法規）；(ii)通過增加更多程序（特別是有關向主管機關獲取多項同意／批准／豁免）澄清不確定領域；及(iii)在今後消除底土使用合同的穩定性。

根據底土使用法，底土使用權可為永久性或暫時性、可剝奪或不可剝奪、付費或免費。大多數類型的底土經營為暫時性、付費（在有所有權或使用權的地塊上為滿足底土使用者自身需求生產常見礦物則除外，此種情況應為永久性、免費）性質。底土使用權會在招標程序後授出，惟若干例外情況則除外。

底土使用權可由哈薩克斯坦或外國個人或法人持有。哈薩克斯坦法律保證保護底土使用者的權利。削弱底土使用者在底土使用合同下業務活動業績的任何法律修訂或增補不適用於在此等修訂或增補前簽立的底土使用合同。該等保證不適用於哈薩克斯坦法律有關國家安全、國防實力、環保、健康、稅務及海關規定等領域的變動。

國家持有以下重要的底土權利：

- *收購礦物的優先購買權* — 國家較其他方擁有優先權，按不超過底土使用者在有關礦物交易中採用的價格（該等價格在任何有關交易之日廣泛應用）（扣除運輸及銷售成本）收購底土使用者的礦物。
- *徵用礦物的權利* — 在戒嚴或緊急狀態時，政府可徵用底土使用者擁有的部份或全部礦物。徵用可能按任何金額進行，該等金額滿足國家在整個戒嚴或緊急狀態期間的需求。國家在徵用礦物時，應以實物或支付貨幣價值（向外國底土使用者以可自由兌換貨幣作出及向國內底土使用者以國家貨幣作出）的方式作出補償，價格不超過底土使用者在有關礦物交易中所採用者（該等價格在徵用之日廣泛應用）（扣除運輸及銷售成本）。
- *國家的優先購買權* — 倘控制法人的主要活動與哈薩克斯坦的底土使用權有關，則底土使用法將底土使用權與底土使用權有關的目標（「目標」）分離，其為持有底土使用權法人以及可直接及／或間接決定及／或影響底土使用者決定的法人的參與權益（股份、確認股份所有權的證券、可轉股證券）。國家的優先購買權對所有現有合同追溯應用，並對期貨合同提前應用。
- *授出同意轉讓底土使用權及與底土使用權有關的目標的權利* — 底土使用權（或其部份）及目標僅能在喪失抵押品贖回權（包括質押）等情況時予以轉讓，惟須經主管機關許可按底土使用法第37條設定的程序進行。由質押底土使用權所擔保的信貸融資僅可由底土使用者本身或其全資附屬公司用於底土使用或重組或搬遷底土使用合同所規定的合約區域內的底土使用者。

- *同意設立底土使用權及目標的質押* — 底土使用法明確規定底土使用權及目標僅可在主管機關許可的情況下予以質押。底土使用權或目標的質押人負責獲得主管機關的同意，該同意須根據底土使用法規定主管機關同意轉讓底土使用權及／或目標的程序獲取。未經主管機關同意質押而進行的任何交易或其他有關行動將在其完成或進行之日被視為無效。

- *終止底土使用合同* — 根據底土使用法，主管機關可在以下情況發生時單方面提早終止底土使用合同：
 - (1) 倘底土使用者未能在主管機關通告規定的時間內及時消除違反其底土使用合同或項目文件下責任的情況達到兩次或以上；及
 - (2) 倘底土使用者在未獲主管機關許可的情況下轉讓底土使用權及／或目標，而該等許可根據新底土法屬必須。

- *有關戰略性礦藏權利的底土使用合同修訂* — 如底土使用者在「戰略性礦藏」的活動導致國家經濟權益的重大變動，危害國家安全，則國家有權發起對底土使用合同條款的審議，並可要求修訂及／或增補底土使用合同，並有權在以下情況單方面終止底土使用合同：
 - (1) 倘在收到主管機關通告（內容有關要求修訂及／或增補有關底土使用合同）兩個月內，底土使用者未能就此等協商行動作出書面同意，或拒絕執行此等行動；
 - (2) 倘在收悉底土使用者同意就規定修訂及／或增補有關合同進行協商的四個月內，底土使用者及主管機關未能就修訂及／或增補有關合同達成一致意見；或
 - (3) 倘在雙方協定恢復國家經濟權益之日起六個月內，雙方未能簽立經協定的合同修訂及／或增補，以反映結果。

主管機關及其他監管機關

國家在四個領域進行底土管理。首先，國家負責（其中包括）組織及管理國有儲備，規劃可用作競標的礦藏，就國家安全、環境保護及保障人口生命健康對底土使用施加限制，規定簽訂合同的程序，批准合同範本，委任機構通過徵收海關、保護、反傾銷及補償稅務及報價規管油氣出口，設立對各種運輸工具運輸石油的報價，委任IDC成員行使國家優先購買權並批准一系列油氣領域的規範性法律行為。其次，國家通過主管機關及若干其他國家機構簽立、實施及監管底土使用合同，而主管機關有權簽立並實施油氣合同。再次，國家通過行國家管理控股機構(JSC National Welfare Fund Samruk-Kazyna)、國家公司(JSC National Company KazMunaiGas)及經授權國家機構行使優先購買權。最後，地方執行機構有責任（其中包括）向底土使用者授出土地、監察土地保護並與底土使用者就環境及社會保護進行協商。

石油和天然氣部

根據新底土使用法及其他有效法律，石油和天然氣部（其中包括）負責：

- 實施有關石油及天然氣、石油化學及碳氫化合物運輸業的國家政策；
- 代表國家於產品分成協議的權益；
- 舉辦招標以就石油及天然氣勘探與生產授出底土使用權；
- 編製招標團體的名單以供政府考慮及批准；
- 簽立及登記石油及天然氣合約；
- 批准有關石油及天然氣合約的工作計劃及年度工作計劃；
- 監察石油及天然氣合約條款的遵例情況；
- 就轉讓底土使用權及登記涉及抵押底土使用權的交易（適用於石油及天然氣項目）簽發許可證；

董事會函件

- 根據底土使用法所載程序暫緩及終止石油及天然氣的底土使用合同；
- 與反壟斷部門規管自然壟斷活動及相關投資計劃；
- 釐定底土使用者向國內市場供應的石油及天然氣數目；
- 進行有關行動使底土使用者公平使用主要管導；
- 監管石油及天然氣底土使用者遵守有關向當地供應商採購若干數目的產品及服務的情況；
- 批准天然氣使用計劃；及
- 就使用清除資金中的款項而簽發許可證。

其他監管部門

其他監管於哈薩克斯坦進行碳氫化合物開採活動的政府機關及部門包括：

- 環境保護部（「環境保護部」），負責環境保護及礦物資源保護；
- 工業及新技術部(Ministry of Industry and New Technologies)（「工業及新技術部」），為進行地質研究及底土使用的主管國家機關，其標準化、計量及認證委員會(Committee for Standardisation, Metrology and Certification)監督石油及天然氣設備符合有關哈薩克斯坦質量及安全標準的情況；
- 緊急情況部(Ministry of Emergency Situations)負責（其中包括）監督採礦業務，其國家控制緊急情況及行業安全委員會(Committee on State Control of Emergency Situations and Industry Safety)（緊急情況部轄下部門）（「緊急情況及行業安委會」）負責（其中包括）監督健康及安全事宜；
- 多個政府部門負責批准建築工程及水和土地資源的使用；
- 公共衛生部轄下的國家衛生及流行病監督委員會(Committee for State Sanitary and Epidemiological Supervision)負責監管健康標準的遵例情況；
- 勞工及人口社會保障部(Ministry of Labour and Social Protection of the Population)負責調查勞資糾紛及來自個別員工的投訴，並監察底土使用者有關優先聘用哈薩克斯坦國民（包括聘用若干最低百分比的哈薩克斯坦國民）的責任的遵例情況；

- 地區及市政監管部門負責登記物業、質押及抵押；及
- 國家及地區稅務局。

環境事宜

Emir-Oil須受規管氣體排放、水的使用及處理、廢料管理、對野生動物及公眾財產的影響以及土地使用及復墾的各種哈薩克斯坦環境法律、法規及規定所規限。特別是，目標公司的油氣營運須遵守一系列監管材料的生產、使用、倉儲及處理或其他環境保護相關的哈薩克斯坦法律法規。

哈薩克斯坦環境守則(The Environmental Code of the ROK) (二零零七年二月三日) 監管環境保護、修復及保存、管理業務過程中的天然資源及哈薩克斯坦的環境及天然資源的整體管理。環境守則主要透過成立下列事項而規管哈薩克斯坦內所有實體有關環境的活動：

- 個人及非政府機構的權利及責任，以及有關環境保護及管理天然資源的國家部門；
- 若干活動的環境許可規定、生態標準、評估若干活動對環境構成影響的標準，環境審核準則及獲得有關環境許可的程序；
- 環境控制性及監察程序；
- 處理工業及耗用廢物的要求；
- 排放及吸收溫室氣體的規例；及
- 違返環境法例的執法程序及環境爭議的解決程序。

就已計劃業務及其他活動對環境構成的影響進行評估以制定哈薩克斯坦環境部批准的預先計劃、計劃、預先項目及項目文檔的規例(The Regulations on Impact Assessments of Planned Business and Other Activity on the Environment for Working Out of Pre-Planned, Planned, Pre-Project and Project Documentation, approved by the ROK Minister of the Environment) (二零零七年六月二十八日) 乃根據環境守則發佈。該等規則透過要求對若干建築工程及其他已計劃業務活動（尤其是被視為危害環境的建設項目及設施）進行環境影響評估，以防止對哈薩克斯坦的環境及天然資源構成損害及耗盡有關資源。該等規則要求主管機關於該等建設工程或已計劃業務活動進行前批准所有環境影響評估。

限制、中止及減少溫室氣體排放於大氣的規則(The Rules for Limitation, Suspension and Reduction of Emissions of Greenhouse Gases into the Atmosphere) (二零零八年二月十一日) 乃根據環境守則而發展。該等規則載列限制及減少溫室氣體排放於大氣的政策，有關政策適用於所有個人及法定實體。根據該等規則，主管機關訂立可能一般及透過排放來源排放於大氣中的溫室氣體的年度限額（將逐年減少）。於訂立有關限額時，主管機關將考慮總排放量和植物及樹林天然吸收溫室氣體的數量。

礦產營運商須備有的環境許可證或會由發行機構註銷、修訂及更新。政府機構有權強制執行其規則及許可，一旦遭違反，則有關違反方須受禁令、民事罰款甚至刑事懲罰。現有環境法律及法規或有關詮釋的變動可能會對目標公司的營運以及油氣行業整體造成重大影響，而環境法律及法規未來變動的最終成本及影響無法預測。

目標公司現時並未涉及任何環境保護法律及法規引致的行政、司法或法律程序，該等程序會對其財務狀況或營運業績造成重大不利影響。哈薩克斯坦要求目標公司留置資金用於環境補救，於最後實際可行日期之前及當日，目標公司已通過作出定期存款而遵守此項規定，該等存款乃於資產負債表中反映為受限制現金項目。目標公司概無就清污業務的成本投買保險，亦無以其他方式悉數抵禦所有該等風險。嚴重的污染事件或會導致受影響地區業務終止或暫停。

法律訴訟

儘管有下文所定義及所載的法律索償，本公司經作出適當查詢後所深知，目標公司並無涉及其他法律索償或訴訟或其他可能影響合同區的勘探權或採礦權的事宜。

於二零零五年，Brian Savage、Thomas Sinclair及Sokol Holdings, Inc. (統稱「原告」) 在紐約南區美國地方法院（「地方法院」）向賣方、其創始人及其若干前董事（統稱「被告」）提出索償（「法律索償」），內容有關賣方收購目標公司的控股權益。地方法院於二零一零年九月二十七日作出簡易判決，判決被告無須支付各項索償，惟不公平競爭索償除外。鑒於地方法院先前在並無考慮原告因不公平競爭索償所致損害的大量重要證據的情況下而於二零一零年九月二十三日作出裁決，故不公平競爭索償隨後由原

告撤訴。二零一一年二月九日，地方法院作出最終判決，判決被告勝訴，繼而在地方法院終止該項訴訟。原告隨後於二零一一年二月二十二日呈交上訴通知書，申明彼等擬就地方法院的判決向美國聯邦上訴法院第二巡迴法院上訴，據此，彼等於二零一一年四月六日提出上訴。賣方的反對備忘錄預期於二零一一年五月十六日提呈。截至最後實際可行日期，上訴法院並未安排口頭辯論。賣方已通知本公司，相關索償僅為金錢方面的損害，而原告概無就目標公司的相關資產提出直接索償。賣方表明其將積極應對因原告上訴而引致的任何法律訴訟。

主要財務資料

根據目標公司依據國際財務報告準則編製的審計賬目，目標公司記錄下列截至二零零九年和二零一零年三月三十一日止財政年度的淨利益：

表4

	截至二零零九年 三月三十一日 止財政年度	截至二零一零年 三月三十一日 止財政年度
稅收和額外項目前 (百萬美元)	29.4	10.3
稅收和額外項目後 (百萬美元)	27.2	12.9

根據目標公司依據國際財務報告準則編製的審計賬目，截至二零一零年三月三十一日和二零一零年十二月三十一日，目標公司的淨資產值分別約為42.3百萬美元和52.5百萬美元。截至二零一零年三月三十一日和二零一零年十二月三十一日，賣方貸款下的未償還金額分別約為115.9百萬美元和110.6百萬美元。

風險因素

董事認為，對本公司股東及潛在投資者而言，有關目標公司的以下風險因素及其他因素意義重大。然而，下文所列並無涵蓋與目標公司相關的一切風險，且並非按某一特定先後次序呈列。現時不為董事所知或董事現時認為非屬重大的額外風險及不確定因素，亦可能對目標公司的業務造成不利影響。

此外，與本集團有關（尤其在收購前與本集團及其業務有關，及與其在中國的業務經營有關），且董事認為意義重大的風險因素及其他因素詳細載列於招股章程內。以

下所載或招股章程所述任何該等事項一旦發生，將可能對經擴大集團的業務、財務狀況、資金來源、業績或日後營運產生重大不利影響。

與收購有關的風險

本公司未必能成功收購目標公司。

收購須待多項條件達成或獲豁免後，方可交割，其中包括取得監管批准、其他慣常交割條件及以下各項：

- 獲賣方股東批准；
- 獲賣方票據持有人批准；
- 石油和天然氣部同意根據底土使用法轉讓於目標公司的參股權益；
- 豁免哈薩克斯坦根據底土使用法對目標公司參股權益的優先購買權；
- 就目標公司於哈薩克斯坦的現有勘探合同遵守哈薩克斯坦的相關法律規定；
- 向哈薩克斯坦共和國國家銀行登記公司間內部票據轉讓；
- 目標公司就於賣方Kariman、Dolinnoe及Aksaz各油田開採石油訂立正式登記的生產合同；及
- 本公司就目標公司一名新總經理的委任自哈薩克斯坦勞動和社會保障部獲得有效工作證。

本公司不能確保將會符合所有交割條件。此外，在若干情況下（其中包括任何政府機構發佈法令或採取任何其他措施限制、禁止或以其他方式阻止交易完成；或未能獲賣方股東批准；或出現更優越的提案），本公司或賣方均可能終止購買協議。概不保證交易會完成，或倘交易被終止，本公司可自賣方獲得足夠賠償以彌償其相關開支，或根本得不到賠償。倘本公司在本通函「收購－出借責任」一節所述情況下未能完成收購，賣方有權要求本公司購買最多5百萬美元的票據。

經擴大集團將承擔與收購目標公司相關的責任，而由於賣方的彌償存在金額及時間上的限制，經擴大集團可能面臨由此帶來的重大未知責任風險。

經擴大集團將承擔與收購目標公司相關的若干責任及義務。所承擔的責任包括(若干情況例外)因目標公司所有權而導致、引發、產生，或與之相關的健康、安全與環境法例項下的所有責任及義務。交易各方所作聲明、保證及契諾僅在交割日起計十二個月期間內有效，惟賣方犯有欺詐或瀆職罪則例外，在此情況下，上述聲明、保證及契諾將無限期有效。倘賣方違反任何聲明或保證，或未能履行任何契諾、或正面臨法律訴訟、或未能遵守目標公司的現有勘探合同條款(或合同失效)，或轉讓若干應付款項，或若干設施及管道的擁有權缺失，或違反任何適用環保法例，賣方將就由此產生的任何損失對本公司進行彌償。本公司獲賣方彌償的金額亦有上限及下限。賣方應盡的彌償責任上限為39百萬美元(其中36百萬美元須於交割時存入託管基金)，惟因欺詐或瀆職罪而引致的損失則例外。除就若干指定聲明外，賣方無須彌償本公司，直至索償總金額超逾0.75百萬美元，其時，賣方將有義務支付整筆索償金，無論有關金額是否超過或不足前述上下限。本公司不能向股東保證在交割日起計十二個月彌償期內不會出現任何未知責任，或本公司自賣方獲得的賠償足以彌補其所承擔的責任或收購目標公司所引致的任何損失。本公司亦可能面臨重大未知責任風險，而本公司並無就此從賣方獲得賠償。倘在交割日起計十二個月之後產生任何責任，或損失超過有關限額，則有關責任或損失可能對本集團的業務、財務狀況及經營業績構成重大不利影響。

收購完成後，經擴大集團將會涉足部分其欠缺營運經驗的業務。

本集團現時於哈薩克斯坦並無業務經營。本集團在應對哈薩克斯坦法律及實踐以及哈薩克斯坦政府及社區的顧慮方面並無任何過往經驗。然而，根據本集團在中國管理油田的經驗，本集團在產量豐富油田的生產分成合同方面與國有石油公司(如中石油)密切合作。本集團亦與中國地方政府就勘探、開發及生產原油進行過磋商。因此，本公司哈薩克斯坦在處理監管問題及實踐方面擁有一定經驗。於過渡服務協議期間，本集團在處理此等問題上將倚賴於目標公司主要管理人員的經驗及知識。本集團於未來是否成功將在很大程度上倚賴於目標公司管理層於過渡服務協議期間的持續服務，包括協助目標公司在現有勘探合同到期前自相關部門取得商業開採權。相關詳情請參閱「與目標公司業務相關的風險」倘目標公司未能符合最低工程項目規定，其能否持續營運並繼續從事鑽探業務，及能否在二零一三年前獲得商業開採合同或將現

有勘探合同延期，將存在重大疑慮。」倘於過渡服務協議期間，目標公司管理層或重要僱員中的一名或多名未能或無意繼續履行其現有職務，其將可能影響目標公司在現有勘探合同到期前取得商業開採權的能力。此外，招募、培訓及挽留僱員將可能令本公司產生額外開支。本公司未必能以與現時成本相若的成本挽留實現其策略目標所需的僱員或招募到相關替代人員，在此情況下，本集團業務可能受到嚴重干擾，其財務狀況及經營業績可能遭受重大不利影響。

本集團未必能收到收購目標公司的預期效益。

成功整合目標公司業務須符合（其中包括）以下各項：

- 整合兩家公司的勘探及開採、銷售及市場推廣、資訊及軟件系統以及其他業務經營；
- 挽留及整合目標公司的管理層及其他僱員；
- 在本集團內部制定及維持統一標準、監控、流程及政策；
- 協調現有及日後的研發工作及市場推廣活動；
- 挽留兩家公司現有客戶的同時吸引更多額外客戶；
- 挽留兩家公司各自現有的策略合作夥伴的同時吸引新的策略合作夥伴；
- 將對本集團現營業務的干擾及對其管理層的影響控制到最低水平；及
- 嚴格控制業務整合相關開支。

成功整合目標公司將涉及重大風險，且其未必能成功。該等風險包括：

- 與僱員、客戶及業務合作夥伴的關係受損；
- 經擴大集團吸引及挽留重要管理層、銷售、市場推廣及技術人員的能力受損；
- 現有及潛在客戶及業務合作夥伴的採購決定被耽擱或取消；
- 對本集團現營業務的可能干擾及對其管理層的潛在影響；及
- 與整合目標公司相關的意外開支及可能延誤。

此外，管理層精力轉移及整合目標公司過程中所遇到的任何困難，均可能導致經擴大集團的業務經營受干擾或其發展勢頭受挫。整合目標公司業務過程亦可能對僱員情緒及經擴大集團挽留某些重要僱員的能力造成負面影響。倘收購未能收到預期效益或經擴大集團未能妥為應對整合相關的風險，經擴大集團的業務、財務狀況及經營業績可能遭受嚴重損害。

本通函所載未經審核備考財務報表乃初步編製，其中所作若干假設可能不甚準確，經擴大集團的實際財務狀況及經營業績可能與本通函所載未經審核備考財務資料存在重大差異。

本通函所載未經審核備考財務資料僅供說明的用，未必切實反映經擴大集團的實際綜合財務狀況或經營業績及現金流量，因其乃在假設收購及本文所述相關融資於所示日期已完成的情況下作出。上述未經審核備考財務資料亦非暗示本集團的未來綜合財務狀況、經營業績及現金流量。本通函所載未經審核備考財務資料並不對本集團或目標公司的經營業績或其他交易或二零一零年十二月三十一日之後的發展，或預期因收購所引致的成本節約及相關一次性開銷構成影響。上述事宜、就合併這兩家非關連公司財務報表所作的任何假設（如假設收購不會引致任何成本節約及一次性開銷）及其他相關因素，均可能導致經擴大集團的備考財務狀況及經營業績以及其日後實際財務狀況及經營業績與本通函所載未經審核備考財務資料所呈列者存在重大差異。有關經擴大集團未經審核備考財務資料的進一步詳情，請參閱本通函附錄三。

與目標公司業務相關的風險

倘目標公司未能符合最低工程項目規定並繼續從事鑽探業務，其或不能在二零一三年前獲得商業開採合同或將現有勘探合同延期，從而其能否持續營運將存在重大疑慮，本集團或因此失去其於收購的全部投資。

於現有勘探合同項下，目標公司有權開採石油和天然氣，惟須受現有勘探合同規限，且相關權利將在現有勘探合同於二零一三年一月到期時失效。僅在與哈薩克斯坦成功簽署生產合同後，批准為商業發現的碳氫化合物（經國家儲量委員會商榷，其擁有目標公司探明儲量約76%）才會於二零一三年一月後生產。根據現有勘探合同及底土使用法的規定，目標公司被賦以洽談生產合同的獨家權利。雖然就以底土使用法項下的商業發現為標的訂立生產合同與主管機關進行直接協商的流程屬全新及首次嘗試，目標公司從與石油和天然氣部的初步探討中得知，石油和天然氣部於決定是否授出商業開採權時所參考的主要因素為合同持有人是否已達成最低工程項目、能否提供商業發現的證據及提交經哈薩克斯坦第三方石油機構認可的開發計劃。按照以往慣例，可能導致合同者未能根據生產合同取得開採權的因素有，合同者未能在合同區內探得商業發現、放棄合同區，或缺乏足夠資金以符合最低工程項目規定，從而無法履行其向石油和天然氣部證實有關商業可採儲量真實存在的義務。

為訂立生產合同並從而自勘探階段過渡到開採階段，目標公司須證實其擬根據日後生產合同轉入生產用途的各油田的商業可採儲量真實存在。就此，目標公司須在各油田進行多井鑽探，以確定其商業可採儲量真實存在。截至二零一零年十二月三十一日，目標公司已動用逾337百萬美元對其合同區內十個探明潛在油田中的四個進行鑽探及試驗，以確定其商業可採儲量真實存在。以目標公司當前的財務狀況及前景來看，倘其未被買方收購，其在二零一三年一月前預期不會有足夠資金可用於對餘下六個油田中的任一個展開鑽探。目標公司持續面臨資金短缺，難以維繫有效業務營運。目標公司亟需大量資金以履行其於勘探合同下的最低工程項目承諾，並自勘探階段過渡至商業開採階段，然而，其未必能籌得額外資金。

倘目標公司未能按底土使用法及哈薩克斯坦其他適用法例所規定形式獲授以生產合同項下的商業開採權，其將可能喪失開展一切底土使用業務及於現有勘探合同項下開採儲量的權利。倘目標公司喪失底土使用權及日後不能開採儲量，其將不能取得收益、實現盈利及為其業務營運籌集資金，其極有可能將無法持續營運。因此，本集團或會失去其於收購的全部投資，視乎其將透過購買協議項下的彌償所收取的金額而定。

倘目標公司未能遵守現有勘探合同（以及未來的生產合同，若有）項下的條款及條件及適用法律，現有勘探合同（以及未來的生產合同，若有）將有可能被哈薩克斯坦政府修訂、暫緩執行及／或終止。

哈薩克斯坦當局會定期檢查目標公司遵守現有勘探合同項下的條款及條件及適用法律的情況。倘目標公司未能遵守其於現有勘探合同（以及未來的生產合同，若有）項下的責任及違反適用法律的規定，則可能面臨罰金，而哈薩克斯坦政府可暫緩執行或甚至終止現有勘探合同。過往，有關當局宣稱某些合同者違反其於地下使用合同項下的責任及若干適用法律的規定，並最終暫緩執行及在若干情況下終止了其地下使用合同。此外，根據底土使用法，石油和天然氣部有權代表哈薩克斯坦發起檢討地下使用合同條款及以保留「戰略」礦藏為由單方面終止地下使用合同。儘管本公司相信目標公司已遵守其於現有勘探合同項下的責任及適用的哈薩克斯坦法律的規定，且現有勘探合同所涉及的地區目前並不被視為戰略礦藏，目標公司未來仍有可能面臨該等政府行動，因此可能導致其現有勘探合同被終止及失去其勘探及開發許可證，將會對目標公司的業務、前景、財務狀況及經營業績產生重大不利影響。

目標公司預期將展開鑽探的推測礦藏未必會產出符合商業可行原則的石油或天然氣產量，或其產量未必足以實現目標回報率。

目標公司合同區的構造深度一般在3,100米至3,800米之間，部分構造則更深。其岩層一般為石灰石及白雲石等碳酸鹽岩石，會抑制油流及井排水，因而導致鑽探風險加大，井的供油面積減少，採收率更低，惟高於預期井遞減率。此等因素進而對目標公司的儲量基礎評估構成不利影響。倘目標公司決意展開鑽探的推測礦藏未能產出符

合商業可行原則的石油或天然氣產量，或其產量不足以實現目標回報率，目標公司的業務、前景、財務狀況及經營業績或會遭受重大不利影響。

由於目標公司的資產及地域相對集中，其經營所在區域的不利發展可能對其經營業績產生不利影響。

目標公司的現有資產幾乎全部分佈在哈薩克斯坦西南部，因此，其業務不同程度地受影響這一地區的不利發展所影響。該等不利影響可能源自於（其中包括）政府監管方面的變動、針對倉儲設施、運輸體系及管道的產能限制、產量縮減、自然災害或該地區或影響該地區的不利天氣狀況。由於目標公司的資產類型及地域分佈不夠分散，其業務或經營所在區域的不利發展（相比其在資產及經營區域多元化狀況下）對其財務狀況及經營業績所產生的影響更為顯著。

運輸條件不足或較高的價格可能會對目標公司按照確保其能夠盈利的條件發運石油的能力產生不利影響。

由於現有勘探合同所涉及的油田均位於較偏遠地區，因此目標公司生產的原油必須通過卡車或火車運輸。未來亦有可能通過管道運輸。該等鐵路及管道乃由國營實體或第三方運營，在若干情況下其運輸費率及是否可用受政府監管，我們無法保證該等運輸系統會一直正常運作及其運力一定能夠滿足目標公司需要，或運輸成本具有吸引力或對目標公司有利。此外，任何運輸成本的增加或目標公司可獲得的運力的降低均有可能對其經營業績產生重大不利影響。我們無法保證目標公司一定能夠在哈薩克斯坦以較經濟的條件爭取到足夠的運力。

目標公司依賴一位客戶銷售其原油。倘該客戶減少其原油採購量，將會造成目標公司收入及淨收益大幅降低。

於截至二零一零年三月三十一日止財政年度及截至二零一零年十二月三十一日止九個月，目標公司分別銷售其原油產量的約95%及98%予Titan Oil。銷售予Titan Oil的石油產生的收入佔相同期間其總收入的98%及99%。失去Titan Oil此客戶將會對目標公司短期內的運營產生重大不利影響。

在正進行的訴訟中，賣方是被告可能對賣方於目標公司的所有權及本公司從賣方認購目標公司所有的利益的能力具不利影響。

誠如上節「法律訴訟」所披露，於二零一一年二月二十二日，原告向被告（包括賣方）提起上訴通知書，表明原告打算繼續上訴至地方法院美國上訴法院尋求第二巡迴判決。儘管本公司理解賣方其將盡力應訴原告上訴所導致的任何訴訟，概不保證，上訴法院或任何審理案件的其他法院將不會作出有利於原告的裁決，而此等裁決對本公司從賣方認購目標公司所有的利益的能力具不利影響。

目標公司承受國際化經營所帶來風險，包括但不限於政府不利行動、政治風險及徵用資產、收入損失及內亂或戰爭風險。

儘管目標公司有著在哈薩克斯坦工作的豐富經驗，並相信其與政府機構的各個層面均有良好關係，但其仍承受國際化經營所帶來的所有風險，包括政府不利行動，不確定法律及政治制度，以及徵用資產，收入損失及內亂或戰爭風險。目標公司的主要油氣資產位於哈薩克斯坦，其直至一九九零年為蘇聯的一部分。哈薩克斯坦保留若干前蘇聯的立法行動及慣例，但已經而且正在持續發展本身的法律、法規及金融體系。隨著政治及監管環境的變化，目標公司可能面臨其協議的解釋的不確定性，及倘發生爭議，其可能在法律和政治制度內僅有有限的追索權。

目標公司可能會蒙受重大損失及須承受重大責任索賠，由於其營運可能並無充足的保險覆蓋。

目標公司並無投保任何保險。而未投保及投保不足事件所產生的虧損及債務可能對其業務、財務狀況或經營業績造成嚴重不利影響。目標公司的石油及天然氣勘探和生產活動乃承受所有與鑽探和開採石油及天然氣相關的經營風險，包括以下的可能性：

- 環境危害，如無法控制石油、天然氣、鹹水、井水、有毒氣體或其他污染物流入環境，包括地下水污染；
- 異常高壓地層；
- 機械困難，如油田鑽井被卡和服務工具及套管崩潰；

- 火災和爆炸；
- 人身傷害及死亡；及
- 自然災害。

目標公司可能因遵守環境法律和法規而產生重大負債。

目標公司的石油及天然氣業務須遵守政府有關原材料排放或處置進入環境或任何其有關環境保護的法律和法規。此等法律和法規可能要求開鑽前取得許可證，限制有關鑽井及生產活動而可能排放環境中的物質的種類、數量和濃度，及或會因目標公司的運營而造成的污染招致重大責任。未能遵守此等法律和法規可能會導致行政評估、民事和刑事處罰、實施調查或補救義務、或甚至勒令補救。環境法律和法規經常發生變化。任何導致更嚴格或昂貴的廢物處理、貯存、運輸、處置或清除的變動可能要求目標公司作出重大花費以維持合規，否則對其經營業績、競爭地位或財務狀況以及通常對行業可能造成重大不利影響。根據此等法律和法規，目標公司可能會承擔嚴格負責拆除或修復之前排入原料或特殊污染，而不論其是否負責排放，或是其經營在履行時是否符合行業標準。

有關在哈薩克斯坦的業務風險

哈薩克斯坦經濟高度依賴石油出口。因此，哈薩克斯坦的經濟及目標公司可能會受到石油價格波動影響。

中亞地區國家（包括哈薩克斯坦）的經濟和國家預算依賴出口石油及石油產品及其他商品，進口設備及大量外國資本投資於基礎設施項目可能受到石油和其他商品價格的波動及持續下跌的不利影響，或因承建此等項目的國家政治或經濟不穩定而導致的任何基礎設施項目的挫折或延遲而造成不利影響。哈薩克斯坦依賴於石油和石油產品亦間接影響其貨幣騰格，其亦與石油價格間接相關。此外美元相對於其他貨幣的價值的任何波動，可能導致以美元計價的石油出口的收益的波動。石油或其他海外商品供過於求、或石油需求或其他商品的重大市場的經濟普遍不景氣或美元相對於其他貨幣貶值將對哈薩克斯坦的經濟有重大不利影響，繼而對目標公司的業務、財務狀況及經營業績有不利影響。

哈薩克斯坦石油和天然氣部門最近經歷大幅波動。由於石油和天然氣的生產和出口，在很大程度上，構成國家的經濟基礎，哈薩克斯坦的經濟尤其對海外的石油和天然氣的價格的波動敏感。因此，石油和／或天然氣的價格下降對哈薩克斯坦的經濟可能產生嚴重負面影響。繼而，此亦可能對目標公司有直接負面影響，目標公司的主要收入來源乃原油銷售。

此外，在中東及世界各地的恐怖活動和騷亂對國際金融和商品市場亦具顯著影響。將來任何國家或國際恐怖主義行為或武裝衝突對哈薩克斯坦和全球經濟的金融和商品市場具不利影響。由於哈薩克斯坦生產和出口大量的原油和天然氣，任何導致哈薩克斯坦的石油和天然氣出口中斷的恐怖主義行為或動亂可能對哈薩克斯坦的經濟造成負面影響，從而嚴重不利於目標公司的業務、財務狀況及經營業績或前景。

所有目標公司的資產均位於哈薩克斯坦，因此目標公司易受國家特定的風險因素影響，如政治、社會及經濟不穩定。

目標公司乃受哈薩克斯坦特有的風險影響，包括但不限於，當地貨幣貶值、內亂、外匯管制改變或硬通貨缺乏可用性、能源價格的變化、稅務方面變動、分配給外國投資者的預扣稅、在反壟斷立法改變、國有化或沒收財產、碳氫化合物或其他戰略物資的出口中斷或堵塞。發生任何此等因素對目標公司的業務、前景、財務狀況和經營業績可能造成重大不利影響。自從哈薩克斯坦於一九九一年成為一個獨立的主權國家以來，一直由哈薩克斯坦總統納扎爾巴耶夫任職。自一九九一年以來，哈薩克斯坦實行政治和經濟體制改革計劃，旨在通過國企私有化和放鬆經濟管制建立一個自由市場經濟體。此外，在納扎爾巴耶夫總統的領導下，市場經濟基礎已經建立，包括國有資產私有化，資本管制自由化，稅制改革和發展養老金制度。如同任何經濟轉型，此種改革可能無法繼續，及可能無法達致預期的目標。自從蘇聯解體以來，眾多前蘇聯共和國經歷了政治動盪時期、內亂、軍事行動和各國政府頻繁變動，或暴力事件。哈薩克斯坦評論員表明，總統納扎爾巴耶夫的潛在接班人中存在有政治內鬥，以及人們擔心對可能世襲繼承。由於目前還沒有明確的接班人，此問題乃哈薩克斯坦不穩定的一個潛在因素。此外，倘持不同政治觀點者當選為未來總統，則哈薩克斯坦的企業制度可能會改變。哈薩克斯坦的財產、稅收或管理制度的變動或其他任何變動可能對 Emir-Oil 的業務及經營業績有重大不利影響。此外，未來的政治動盪、內亂或該地區暴力可能會影響哈薩克斯坦（或目標公司出口產品的各國或目標公司透過該等國家出口產品的國家）的政治或經濟穩定，並可能對目標公司的業務、前景、財務狀況和經營業績有重大不利影響。

自二零零七年全球經濟危機以來，哈薩克斯坦的經濟一直受（而且可能持續受）市場低迷及世界其他地方經濟衰退的不利影響。誠如過去所發生者，金融問題或與投資於新興經濟體相關的風險知覺增加可能會抑制外資投資於哈薩克斯坦及對哈薩克斯坦的經濟產生不利影響。此外，在此種時候，由於國外資金資源回撤，新興市場公司可能面臨嚴重的流動性限制。因此，即使哈薩克斯坦的經濟維持相對穩定，任何新興市場國家的金融動盪，尤其是在裡海和中亞地區的國家（該地區最近經歷嚴重的政治動盪（包括恐怖主義）），可能會嚴重破壞目標公司的業務，從而對目標公司的業務、前景、財務狀況和經營業績造成重大不利影響。

哈薩克斯坦依賴於鄰國方可讓其眾多主要出口產品進入國外市場，包括石油、天然氣、鋼鐵、銅、鐵合金、鐵礦石、鋁、煤、鉛、鋅和小麥。例如，用於出口目標公司原油的機車須使用俄羅斯的鐵路系統。因此，哈薩克斯坦依賴於與鄰國的良好關係，從而確保其進入出口市場。倘任何此等出口路線受到重大損害，可能對哈薩克斯坦的經濟產生不利影響。區域市場的不利經濟因素亦可能對哈薩克斯坦的經濟造成不利影響。

目標公司承受哈薩克斯坦政府採取的主權行動不利的風險。

石油和天然氣行業乃哈薩克斯坦經濟的核心及其未來發展之前景，因此可以預計必將繼續受到重點關注及處於爭論中心。與在其他發展中國家的情況類似，石油公司面臨此等風險：被徵用或重新國有化、違反或廢除的項目協議、重新適應彼等之前獲得豁免的法律和法規、否決所需許可證及批准、增加之前穩定的專利費和稅項、適應外匯或資本管制以及其他風險。儘管公司認為，目標公司已遵守其現有勘探合同的義務及適用的哈薩克斯坦的法律，但有關目標公司的運營在政治和主權上仍有風險。

稅務守則於二零零九年一月一日生效，該法根據底土使用合同（產品分成協議除外）而不計及稅制的穩定。通過修訂稅法，哈薩克斯坦可能會影響底土使用者的業務。

此外，底土使用法仍然為新法及未經測試。有關目標公司經營的油田，哈薩克斯坦政府的任何投訴、或哈薩克斯坦政府調用或應用新的底土使用法，可能以目標公司的業務、前景、財務狀況及經營業績有重大不利影響。

哈薩克斯坦的此等法律和法規正處於發展中和具不確定性。目標公司須遵守的任何法律、法規和許可證規定的任何變動可能影響成本、進行業務的方式或可行性，及要求其作出重大支出或置目標公司於重大負債或其他制裁。

哈薩克斯坦有關外國投資、底土使用、許可、公司、海關、貨幣、資本市場、養老金、保險、銀行、稅務及競爭的法律、法規仍處於發展階段及具不確定性。眾多此等法律規定監管機構及政府官員在適用、解釋及執行時提供大量自由酌情權。此外，司法系統可能無法完全獨立於社會、經濟和政治力量。法院裁決可能難以預測和執行，目標公司盡最大努力遵守適用的法律可能並不一定是符合監管機構和／或法院的相關規定。此外，由於最近推出的底土使用法並無規定哈薩克斯坦政府在執行過程中可參照違規的嚴重性，細微的違規理所當然地可能導致嚴重的後果，如暫停或終止底土用戶權限。由於底土使用法乃新法，概無先例可參照而使違規之後果更不可預測。目標公司須首先在現行的基礎上獲得哈薩克斯坦法律所要求的所有許可證。未能取得所有此等許可證可能對目標公司的業務、前景、財務狀況和經營業績有重大不利影響。

在哈薩克斯坦勘探、開發、生產及銷售石油和天然氣乃受到政府的廣泛監管。目標公司可能需要作出龐大支出以遵守此等規定。須受規管的事宜包括：

- 鑽井作業排放許可證；
- 有關業務的報告；
- 井的間距；
- 動用及集中礦產；及
- 稅收。

根據此等法律，目標公司可能會承擔人身傷害、財產損失及其他損失。未能遵守此等法律亦可能會導致目標公司的執照或運營被暫停或終止，並可能受到行政、民事和刑事處罰。此外，此等法律可能會在其方式發生變動，從而大幅增加目標公司的成本。任何此類責任、處罰、暫停或終止或監管變動均對目標公司的財務狀況和經營業績產生重大不利影響。本公司認為，在哈薩克斯坦經營業務亦有政治及法律風險，因為其作為一個國家成立不足二十年，目前正處於穩定及可預見的法律發展過程中，以支持自由市場經濟和培育民營企業。

鑒於哈薩克斯坦的立法、司法和行政的歷史，故無法預測當前和未來的立法對目標公司的業務的影響。此外，新底土使用法已於二零一零年六月二十四日生效，及應用此法乃未經測試。根據現有勘探合同，目標公司現有的權利、經營許可證及其他許可證、批准及許可證（倘適用）及其他協議均可能須修訂或取消，及有關該等可能被撤銷或取消的法律糾正仍具不確定性。目標公司根據現有勘探合同的權利的任何更改、經營許可證及其他許可證（以及任何其他相關立法的變動）可能對目標公司的業務、前景、財務狀況和經營業績有重大不利影響。

本公司不能保證本通函內有關哈薩克斯坦的官方統計數據和其他資料的準確性。

比較此等更加發達的國家而言，哈薩克斯坦國家機關公佈的官方統計數據及其他數據可能並不完整或可靠。官方統計數據和其他數據可能產生自不同的基礎，而此等基礎則來自更加發達的國家所使用者。本公司並無獨立核實此等官方統計數據和其他數據，因此，鑒於有關此等信息的完整性或可靠性的諸多問題，本次發行備忘錄內任何有關哈薩克斯坦的討論事項均具不確定性。具體而言，股東應留意，載於本通函的若干統計資料及其他資料乃摘錄自哈薩克斯坦政府的官方正式來源，及並非就編製本通函而編製。

此外，本通函所載若干資料乃基於管理層使用自非官方渠道獲得的資料的知識和研究。此等資料未經獨立核實，因此，基於此等資料（其並非就編製本通函而編製）的完整性或可靠性的問題，乃具不確定性。

收購的原因和好處

就產品分成合同下的總產量而言，集團是在中國境內經營的領先的獨立上游石油公司之一。根據與中國最大的石油公司中石油簽訂的三份獨立產品分成合同，本集團在中國最富饒的產油盆地松遼盆地經營大安、莫里青及廟3油田。此外，本集團亦尋求獨自及與其他大型獨立石油公司聯手於中國開發及生產石油，以及於國際上勘探、開發及生產石油的其他機會。

哈薩克斯坦，正如以上「目標公司資料」一節所述，擁有裡海地區最大的石油儲量，是中亞第二大石油生產國。由於現有油田產量增長和最近發現的油田的開發，預計哈薩克斯坦的石油產量將會在該地區繼續保持領先。美國能源部預計哈薩克斯坦的石油產量將會在當前基礎上翻一番，在石油和天然氣行業表現出巨大潛力。

作為中國的鄰國，哈薩克斯坦在能源供給方面對於中國具有戰略性的重要意義。中哈政府間關係良好，中國政府鼓勵中國公司（即：中石油天然氣集團／中石油、中國海洋石油總公司、中國國際信託投資公司、中國振華石油控股有限公司及中國化工進出口公司）赴哈投資。二零一零年，中國公司在哈薩克斯坦運營的油田的總石油產量約達每天600,000桶，約佔哈薩克斯坦二零一零年日產油量的38%。哈薩克斯坦石油和天然氣行業的潛力以及中哈間良好的政府關係使得哈薩克斯坦成為本集團的絕佳投資地點。通過將本集團的經營擴展到中亞，收購將會增強本集團作為一家國際性的石油和天然氣公司的地位。

如招股章程所述，截至二零一零年六月三十日，本集團的淨探明儲量、淨探明+概算儲量、淨探明+概算+可能儲量分別為2,940萬桶、4,770萬桶和6,120萬桶，二零一零年上半年日平均淨產量為10,042桶。考慮到本公告上文中列出的目標公司的儲量，收購之後，本集團的(a)總探明儲量、(b)總探明及概算儲量，以及(c)總探明、概算及可能儲量將會分別增加77%、193%和209%，分別達到5,210萬桶、1.399億桶和1.888億桶。此外，考慮到目標公司在截至二零一零年九月三十日止季度內約2,170桶的日產量，本集團的日平均產量將會增加約22%。目標公司的資產位於哈薩克斯坦西部產油豐富的盆地，這將是本集團國際擴張戰略的強有力的基礎，尤其是在中亞地區及附近。由於已經根據3D地震數據認定了一些遠景油氣構造，目標公司的資產具有開發意義。此外，由於能證明儲量計算的構造的3D地震數據已全部覆蓋現有油田，這些儲量被認為是低風險的儲量。目前合同區有24口現有油井，且未鑽出幹井。

此外，合同區的現有生產以及其用於進一步開發的巨大的探明+概算儲量，連同已建立的天然氣管道，天然氣處理工廠，石油處理和運輸設施一起，為將來的開發和生產奠定了有利的基礎。進一步而言，目標公司的資產已經在產生良好的收入和現金流。公司相信通過將目標公司的好產量，現金流和受過良好培訓的員工與本集團的強大的管理團隊和鑽井和生產的先進技術方面的經驗合併，可以增加目標公司當前運營的現有井的石油產量，並且可以將這些井運營得更有效率，成本效益更高。尤其是，由於合同區為多層油藏，是與本集團在吉林省運營的三處油田相似的多層結構，本集團可以在收購後運用其在開發多層油藏的豐富經驗和先進技術來增加產量和利潤。

目標公司的資產緊鄰中石油天然氣集團／中石油和KazaMunaiGas (KMG)的一家大型合資油田項目，該油田日產量約100,000桶石油。鑒於目標公司的資產緊鄰中石油天然氣集團／中石油和KazaMunaiGas (KMG)的合資油田，本集團相信收購後目標公司的資產具有巨大的潛力和協同效應。考慮到中石油天然氣集團／中石油在哈薩克斯坦的投資，中石油天然氣集團／中石油和集團在中國的良好關係也將會為本集團在合同區的運營創造更有利的協同效應。此外，當前很多中國石油鑽井和油田服務和油田建設公司在哈薩克斯坦經營業務，例如CNPC Great Wall Drilling Company Ltd. (中國石油長城鑽探工程分公司)、CNPC Xibu Drilling Engineering Company Ltd. (中國石油西部鑽探工程有限公司)、Drilling Company of Zhongyuan Petroleum Exploration Bureau (中原油田鑽井四公司)、BGP、INC、China National Petroleum Corporation (中國石油集團東方地球物理勘探有限責任公司)，中石油天然氣集團測井服務和中石油天然氣集團管道公司。考慮到本集團與諸多中國石油鑽井和油田服務和油田建設公司在中國的關係，本集團計劃利用其與中國油田鑽井，服務和油田建設公司的關係和工作經驗，與這些位於哈薩克斯坦的服務提供商共同工作。

根據1.7億美元的對價（未考慮任何調低的情況），探明儲量，探明+概算儲量的企業價值／桶油當量分別為7.49美元和1.84美元。

下表列出截至二零二零年十二月三十一日目標公司的儲量在扣除所得稅前的經濟價值（由合資格人士報告所估算）：

表5

儲量	累計現金流， 年扣除5% (千美元)	累計現金流， 年扣除10% (千美元)	累計現金流， 年扣除15% (千美元)
總探明	756,198	566,735	450,668
總探明及概算	2,038,263	1,312,485	937,252

考慮到以上因素，董事（包括獨立非執行董事）認為購買協議的條款以及其預期的交易（包括收購及賣方期權）是公平合理的，也符合公司和股東的整體利益。

收購的財務影響

於交割後，目標公司將成為本公司的全資子公司，其業績將合併至本集團業績。鑒於(i)合資格人士報告及估值報告所載合同區的儲量；(ii)目標公司的業務潛力；及(iii)石油和天然氣行業的未來前景；董事認為，收購將擴大經擴大集團的盈利基礎。

載於本通函附錄三乃經擴大集團的未經審核備考財務資料，旨在說明假設交割已於二零一零年十二月三十一日發生，收購對本集團的資產和負債的財務影響。根據本通函附錄三內的未經審核備考財務資料，收購完成後，本集團總資產將由人民幣42.3億元增加至人民幣61.5億元，及其總負債將由人民幣22.7億元增加至人民幣39.5億元。股東應留意，完成後來自目標公司的盈利貢獻將取決於目標公司的未來表現，收購對本集團的資產及負債的實際影響將取決於目標公司在收購完成日期的財務狀況，而不能按於最後實際可行日期計算。

經擴大集團的財務和貿易前景

收購乃本公司成為一家國際石油和天然氣公司的重要第一步。根據合資格人士報告，合同區的估計探明、概算及可能（已開發及未開發）儲量分別約為2,360萬桶、6,150萬桶和2,970萬桶原油，而天然氣分別為26,842、36,821及34,155百萬立方英尺。

於二零一一年，本公司計劃增加資本開支以支持其生產增長。截至二零一零年十二月三十一日，本集團分別在大安、莫里青及廟3油田共運營1,366口、144口及131口井的生產總量。本公司當前計劃投資淨額約人民幣13億元，計劃於二零一一年鑽探合共367口井，分別包括在大安、莫里青及廟3油田的288口井、35口井及44口井。截至二零一零年十二月三十一日，本集團的淨概算儲量及可能儲量分別為：大安油田1,460萬桶及990萬桶、莫里青油田460萬桶及370萬桶、及廟3油田的40萬桶及30萬桶。於二零一零年，大安、莫里青及廟3油田分別佔本集團的收入約76.9%、17.9%及5.2%。於二零一一年之後，隨著本集團繼續開發更多的儲量，尚有餘下2,256口已探明儲量、概算儲量及可能儲量井位待鑽探。尤其是，本公司在大安油田開始加密鑽探及成功鑽探六口油井。加密鑽探於二零一零年十二月三十一日首次列入儲量的儲量分別為已探明儲量330萬桶、概算儲量100萬桶及可能儲量90萬桶。為開發此等儲量，本公司計劃增加加密鑽探455口井，其中包括在二零一一年加密鑽探36口井。

基於上述，本公司認為其油田具強勁增長潛力。

上市規則影響

鑒於根據上市規則14.07計算的一項或多項適用的百分比介於25%至100%之間，根據上市規則第14章的規定，收購構成了公司的一項主要交易，因而需要股東批准。就本公司所知，如果本公司為獲得收購，購買協議，賣方期權以及其所預期的交易的批准而召開股東大會，股東不會被要求豁免投票。收購，購買協議，賣方期權及其所預期的交易均由控股股東（持有公司已發行股本53.6%的股東）根據上市規則14.44於二零一一年二月十四日通過股東書面同意的形式而批准。此外，分別約持有公司股份約8.7%和9%的TPG（包括TPG Star Energy Ltd和TPG Star Energy Co-Invest LLC）和Harmony Energy Limited，也通過書面股東同意的形式批准了收購，購買協議，賣方期權及其所預期的交易。

會計政策

於過往，在會計政策及主要假設方面，本公司乃遵守國際財務報告準則，而目標公司則遵守美國公認會計原則。在收購後，本集團將採納一致的會計政策及主要假設（包括無形資產估值的主要假設及估值方法），以在每年審核其年度業績時評估減值及無形資產公允價值。就本通函而言，目標公司的報告乃根據國際財務報告準則而編製。

其他資料

閣下務請垂注本通函各附錄所載的其他資料。

此致

列位股東 台照

承董事會命
MI能源控股有限公司
董事長兼執行董事
張瑞霖

二零一一年四月十九日

A. 經審核綜合財務資料

本集團(i)截至二零一零年十二月三十一日止年度(披露於二零一一年三月三十一日刊發的本公司截至二零一零年十二月三十一日止年度的年報第56至140頁);及(ii)截至二零零九年十二月三十一日止年度(披露於招股章程附錄一)的經審核綜合財務資料全部已於聯交所網站(www.hkex.com.hk)及本公司網站(www.mienergy.com.cn)刊登。

B. 債務聲明

於二零一一年三月三十一日營業時間結束(即就本通函付印前就本債務聲明而言的最後實際可行日期)時,經擴大集團擁有下列債務:

借款

於二零一一年三月三十一日(即本通函付印前編製本債務聲明的最後實際可行日期)停業時,經擴大集團通過金融機構獲得的銀行借款總額為人民幣1,281.7百萬元。

或有負債

哈薩克斯坦政府在ADE區塊、東南區塊及西北區塊的勘探、鑽井及基建項目方面作出的過往投資分別為5,994,200美元、5,350,680美元及5,372,076美元,未計及目標公司於該等所有權的權益。倘目標公司申請及倘獲授予ADE區塊、東南區塊及西北區塊的商業生產權,目標公司將須償還哈薩克斯坦政府的該等過往投資。償還期限將於目標公司獲授予商業生產權時磋商。

資本開支承擔

在延長於二零零八年六月授予本公司的勘探期之前,其底土勘探合同的條款規定本公司於二零零九年七月三十一日前在ADE區塊的勘探活動方面花費總共48.8百萬美元。就二零零八年六月及十月授予本公司的延長期而言,目標公司的資本開支規定已被修訂。為保留其合同項下的權利,目標公司須於二零一零年一月九日前花費9.1百萬美元。此外,目標公司須於二零一零年一月十日至二零一一年一月九日花費21.5百萬美元及於二零一一年一月十日至二零一二年一月九日花費27.2百萬美元以及於二零一二年一月十日至二零一三年一月九日花費14.8百萬美元。

除上述者及除集團內債務外，概無經擴大集團的公司於二零一一年三月三十一日營業時間結束時有任何尚未償還按揭、押記或債權證、貸款資本、銀行透支、貸款、債務證券或其他類似債務或任何財務租賃承擔、承兌負債或承兌信貸或任何擔保或其他重大或有負債。

C. 重大不利變動

於最後實際可行日期，董事並不知悉本公司的財務或貿易狀況自二零一零年十二月三十一日（即編製本集團最近刊登的經審核財務報表的日期）以來有任何重大不利變動。

D. 營運資金

本公司正與多個投資銀行進行磋商，以籌措最低200百萬美元的新融資。待二零一一年五月前完成上述新融資後，及經計及經擴大集團財務資源包括內部產生的資金，本公司董事認為，經擴大集團擁有充足營運資金滿足其現時需要，並滿足自本通函日期起至少未來十二個月所需。

E. 其他資料

(a) 應付及其他應付款項

應付賬款週轉天數於二零一零年平均達262日。存貨週轉天數於二零一零年平均達31日。

(b) 供應商

本集團來自最大供應商及本集團關連方吉林國泰石油開發有限公司的採購額分別佔本集團於二零一零年的總採購額約15.6%及15.1%。

以下乃獨立申報會計師天職香港會計師事務所有限公司（執業會計師）就目標公司所發出會計師報告全文，以供載入本通函。



BAKER TILLY
HONG KONG LIMITED
CERTIFIED PUBLIC ACCOUNTANTS

天職香港會計師事務所有限公司

12th Floor, China Merchants Tower, Shun Tak Centre, 168-200 Connaught Road Central, Hong Kong
香港干諾道中168-200號信德中心招商局大廈12樓

敬啟者：

MI能源控股有限公司（「香港上市公司」）

Palaeontol B.V.（「買方」）

BMB Munai, Inc.（「賣方」及「母公司」）

Emir-Oil, LLC（「貴公司」）

有關香港上市公司的主要交易的通函（「通函」）

本核數師（以下簡稱「我們」）對Emir-Oil, LLC（「貴公司」）截至二零零八年、二零零九年及二零一零年止三個年度各年以及截至二零一零年十二月三十一日止九個月期間（「有關期間」）的財務資料作出報告，其乃由賣方管理層及貴公司董事根據A節附註2所載的基準編製而成，以供載入香港上市公司日期為二零一一年四月十九日有關香港上市公司就建議從賣方收購貴公司全部已發行參股權益（「收購事項」，載於日期為二零一一年二月十五日「關於收購貴公司所有已發行的參股權益的主要交易以及關於向Acap Limited授予共同投資權須予披露的交易以及恢復買賣」的公告）而刊發的通函。根據香港聯合交易所有限公司主板證券上市規則（「主板上市規則」），收購事項構成香港上市公司的主要交易。

貴公司於二零零二年三月二十日根據哈薩克斯坦共和國（或「哈薩克斯坦」）法律在哈薩克斯坦註冊成立為有限責任公司。 貴公司為賣方的全資附屬公司。

貴公司為賣方唯一的經營附屬公司，並從事油氣勘探、生產及出售。 貴公司經營四個位於哈薩克斯坦西部裡海地區鄰近阿克套的陸上油田。

賣方為一家美國內華達州公司，原於一九八一年於美國猶他州註冊成立。

賣方為一家股份於NYSE Amex（文字代號KAZ）及Deutsche Borse電子買賣平台XETRA（SE code DL-, 001 DMW US09656A1051）買賣的公眾公司。

賣方的主要行政辦事處位於美元猶他州鹽湖城，並於哈薩克斯坦Almaty設有辦事處，以監控及管理毗鄰哈薩克斯坦阿克套的Daulet村的業務及石油倉庫基地。

貴公司的註冊辦事處及主要營業地點位於Daulet村石油倉庫。

根據公眾公司會計監管理事會(Public Company Accounting Oversight Board (PCAOB)) 準則，鹽湖城的Hansen, Barnett & Maxwell, P.C.（「HBM」）為Baker Tilly International的成員公司，其已根據與賣方的獨立委聘條款就有關期間各期擔任賣方的集團公司（包括 貴公司）的核數師。

本報告所載的財務資料（包括 貴公司於有關期間的收益表、全面收益表、權益變動表及現金流量表以及 貴公司於二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日以及二零一零年十二月三十一日的財務狀況表，連同其附註）已由 貴公司董事及賣方管理層根據我們已審核的 貴公司財務資料編製。

貴公司於有關期間的財務資料乃摘錄自經HBM審核的經審核集團財務報表，該財務報表乃根據美國公認會計原則（「美國公認會計原則」）入賬並就其油氣資產採用全數成本基準作會計處理。

貴公司將該原經審核財務資料由遵守美國公認會計原則改為遵守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（「國際財務報告準則」），並由「全數成本」基準改為根據購買協議的條款的「成功努力」基準。

轉換原財務資料已由我們檢討及（如適用）進行審核。

我們所審核的有關期間財務報表組成我們於此呈報的「相關財務報表」的基準。

財務資料已根據相關財務報表或（倘適用）貴公司的未經審核財務資料編製。編製財務資料毋須作出調整，其已根據下文A節附註2所載的基準編製。

董事對財務資料的責任

貴公司董事及賣方管理層負責根據國際財務報告準則編製及真實而公平地呈列財務資料。此項責任包括設計、落實及維持與編製及真實而公平地呈列財務資料以使其不存在由於欺詐或錯誤而導致重大錯誤陳述有關的內部控制；選擇及應用適當的會計政策；及作出於該等情況下屬合理的會計估計。

香港上市公司的董事負責通函的內容，而本報告乃載於通函內。

申報會計師的責任

我們的責任是根據審查就財務資料組成獨立意見，並僅向閣下報告我們的意見。我們已按照香港會計師公會（「香港會計師公會」）頒佈的核數指引第3.340號「招股章程及申報會計師」執行我們的程序。

意見

我們認為，就本報告而言，財務資料已真實而公平地反映貴公司於二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日以及二零一零年十二月三十一日的事務狀況，以及貴公司於有關期間各期的業績及現金流量。

審閱呈報期末的比較財務資料

我們已審閱下文A節所載呈報期末的比較財務資料，此等財務資料包括截至二零零九年十二月三十一日止九個月的全面收益表、權益變動表及現金流量表，以及主要會計政策概要及其他附註解釋。

貴公司董事及賣方管理層負責根據下文A節附註2所載符合國際財務報告準則的會計政策，編製及列報呈報期末的比較財務資料。

我們的責任是根據我們的審閱，對呈報期末的比較財務資料作出結論。我們已根據香港會計師公會頒佈的香港審閱委聘準則第2410號「由實體的獨立核數師執行中期財務資料審閱」進行審閱。審閱包括主要向負責財務及會計事務的人員作出查詢，及應用分析性及其他審閱程序。審閱的範圍遠較根據香港審計準則進行審核的範圍為小，故不能令我們可保證我們將知悉在審核中可能被發現的所有重大事宜。因此，我們不發表審核意見。

按照我們的審閱，我們並無發現任何事項，令我們相信就通函而言呈報期末的比較財務資料在各重大方面未有根據下文A節附註2所載的會計政策編製，而此等會計政策乃符合國際財務報告準則。

A節：

財務資料

下表為 貴公司於二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日及截至二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日止年度各年以及截至二零一零年十二月三十一日止九個月的財務資料。

財務狀況表

	附註	於三月三十一日			於二零一零年
		二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	十二月 三十一日 美元
資產					
非流動資產					
物業、廠房及設備	6	128,585,815	178,765,039	174,395,286	179,724,828
無形資產	7	45,921	27,731	10,067	3,386
存貨	10	11,002,684	13,989,643	13,714,952	13,894,381
可收回長期增值稅	9	8,106,397	2,423,940	3,113,939	4,300,937
應收及其他應收款項	8	11,893,451	122,040	141,312	843,697
受限制現金	11	622,697	588,217	770,553	875,051
		<u>160,256,965</u>	<u>195,916,610</u>	<u>192,146,109</u>	<u>199,642,280</u>
流動資產					
存貨	10	4,882	5,029	2,895	2,576
應收及其他應收款項	8	8,149,710	6,022,719	10,266,062	11,629,097
可收回所得稅		9,301	38,340	39,751	51,020
現金及現金等價物	12	2,122,730	2,393,216	3,448,001	3,000,565
		<u>10,286,623</u>	<u>8,459,304</u>	<u>13,756,709</u>	<u>14,683,258</u>
資產總值		<u><u>170,543,588</u></u>	<u><u>204,375,914</u></u>	<u><u>205,902,818</u></u>	<u><u>214,325,538</u></u>
擁有人權益					
註冊資本	29	500	500	500	500
其他儲備		16,757,594	14,282,961	11,615,631	9,545,513
留存收益		831,182	27,985,108	40,871,634	39,543,853
擁有人權益總額		<u>17,589,276</u>	<u>42,268,569</u>	<u>52,487,765</u>	<u>49,089,866</u>

	附註	於三月三十一日			於二零一零年
		二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	十二月 三十一日 美元
負債					
非流動負債					
資產廢置義務	13	3,728,531	4,263,994	4,712,345	5,079,715
淨遞延所得稅負債	14	3,254,708	5,467,528	2,905,206	1,304,231
應付母公司款項	16	115,473,193	118,519,920	115,901,015	110,647,375
應付母公司利息	16	8,258,483	14,846,539	21,521,866	26,395,573
財務租賃下的責任	17	—	—	369,801	230,274
		<u>130,714,915</u>	<u>143,097,981</u>	<u>145,410,233</u>	<u>143,657,168</u>
流動負債					
應付及其他應付款項	15	22,239,397	19,009,364	7,819,801	21,371,377
財務租賃下的責任	17	—	—	185,019	207,127
		<u>22,239,397</u>	<u>19,009,364</u>	<u>8,004,820</u>	<u>21,578,504</u>
負債總額		<u>152,954,312</u>	<u>162,107,345</u>	<u>153,415,053</u>	<u>165,235,672</u>
權益及負債總額		<u>170,543,588</u>	<u>204,375,914</u>	<u>205,902,818</u>	<u>214,325,538</u>
流動(負債)／資產淨值		<u>(11,952,774)</u>	<u>(10,550,060)</u>	<u>5,751,889</u>	<u>(6,895,246)</u>
資產總值減流動負債		<u>148,304,191</u>	<u>185,366,550</u>	<u>197,897,998</u>	<u>192,747,034</u>

全面收益表

	附註	截至三月三十一日止年度			截至十二月三十一日 止九個月	
		二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元
收益	5	<u>60,196,625</u>	<u>69,616,875</u>	<u>57,274,526</u>	<u>41,735,735</u>	<u>41,638,143</u>
經營開支						
採購、服務及其他		1,957,645	2,723,331	3,935,482	3,173,563	2,894,172
地質及地球物理開支		6,586,790	4,665,269	641,205	354,478	7,445,260
員工薪酬成本	18	2,893,483	3,608,239	2,927,939	2,400,436	3,152,682
折舊、耗損及攤銷		21,669,003	10,641,963	15,638,479	8,448,422	12,028,082
經營租賃開支		2,167,533	2,808,661	1,244,125	880,851	990,560
管理費用		2,901,098	2,789,265	1,841,051	1,314,409	1,817,251
所得稅外的稅項	19	1,557,388	9,509,744	13,542,468	9,502,812	11,500,033
撇銷存貨		79,641	139,992	214,946	161,614	61,925
其他開支	20	<u>319,036</u>	<u>102,003</u>	<u>368,444</u>	<u>249,840</u>	<u>58,578</u>
總經營開支		<u>40,131,617</u>	<u>36,988,467</u>	<u>40,354,139</u>	<u>26,486,425</u>	<u>39,948,543</u>
經營溢利		20,065,008	32,628,408	16,920,387	15,249,310	1,689,600
財務收入	21	78,988	3,233,948	272,809	150,859	282,017
財務費用	21	<u>(5,403,172)</u>	<u>(6,495,610)</u>	<u>(6,868,992)</u>	<u>(5,246,824)</u>	<u>(4,900,373)</u>
淨財務費用		<u>(5,324,184)</u>	<u>(3,261,662)</u>	<u>(6,596,183)</u>	<u>(5,095,965)</u>	<u>(4,618,356)</u>
除所得稅前溢利／(虧損)		14,740,824	29,366,746	10,324,204	10,153,345	(2,928,756)
所得稅(開支)／利益	22	<u>(7,060,210)</u>	<u>(2,212,820)</u>	<u>2,562,322</u>	<u>865,068</u>	<u>1,600,975</u>
年／期內淨溢利／(虧損)	23	<u>7,680,614</u>	<u>27,153,926</u>	<u>12,886,526</u>	<u>11,018,413</u>	<u>(1,327,781)</u>
年／期內綜合 收入／(虧損)總額		<u><u>7,680,614</u></u>	<u><u>27,153,926</u></u>	<u><u>12,886,526</u></u>	<u><u>11,018,413</u></u>	<u><u>(1,327,781)</u></u>

權益變動表

	註冊資本 美元	其他儲備 美元	(累計 虧損)／ 留存收益 美元	權益總額 美元
於二零零八年四月一日	500	18,200,133	(6,849,432)	11,351,201
年內綜合收益				
被視作母公司出資	–	(1,442,539)	–	(1,442,539)
年內淨溢利	–	–	7,680,614	7,680,614
於二零零八年三月三十一日	500	16,757,594	831,182	17,589,276
年內綜合收益				
被視作母公司出資	–	(2,474,633)	–	(2,474,633)
年內淨溢利	–	–	27,153,926	27,153,926
於二零零九年三月三十一日	500	14,282,961	27,985,108	42,268,569
年內綜合收益				
被視作母公司出資	–	(2,667,330)	–	(2,667,330)
年內淨溢利	–	–	12,886,526	12,886,526
於二零一零年三月三十一日	<u>500</u>	<u>11,615,631</u>	<u>40,871,634</u>	<u>52,487,765</u>
截至二零零九年十二月三十一日 止九個月(未經審核)				
於二零零九年四月一日	500	14,282,961	27,985,108	42,268,569
期內綜合收益				
被視作母公司出資	–	(1,981,498)	–	(1,981,498)
期內淨溢利	–	–	11,018,413	11,018,413
於二零零九年十二月三十一日	<u>500</u>	<u>12,301,463</u>	<u>39,003,521</u>	<u>51,305,484</u>
截至二零一零年 十二月三十一日止九個月				
於二零一零年四月一日	500	11,615,631	40,871,634	52,487,765
期內綜合虧損				
被視作母公司出資	–	(2,070,118)	–	(2,070,118)
期內淨虧損	–	–	(1,327,781)	(1,327,781)
於二零一零年十二月三十一日	<u>500</u>	<u>9,545,513</u>	<u>39,543,853</u>	<u>49,089,866</u>

附註：其他儲備指母公司所授出的定息借款的公允價格調整所產生的被視作母公司出資。其詳情載於附註

現金流量表

	附註	截至三月三十一日止年度			截至十二月三十一日 止九個月	
		二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元
經營活動產生的現金流量						
經營產生的現金	24	56,764,295	55,952,958	22,585,509	17,498,985	32,438,609
已付財務租賃租金的 利息部分		-	-	(23,060)	-	(66,843)
已付所得稅		(236)	(29,039)	(1,411)	-	(11,269)
經營活動產生的現金淨額		<u>56,764,059</u>	<u>55,923,919</u>	<u>22,561,038</u>	<u>17,498,985</u>	<u>32,360,497</u>
投資活動						
購買物業、廠房及設備		(64,589,199)	(34,826,543)	(10,371,160)	(7,748,722)	(16,502,480)
購買無形資產		(53,883)	-	(267)	(267)	(460)
已收利息收入		78,988	244,166	272,809	150,859	282,017
勘探成本		(6,586,790)	(4,665,269)	(641,205)	(354,478)	(7,445,260)
存貨及有關資本項目的 存貨墊款增加		(28,866,559)	(17,485,787)	(554,094)	(557,748)	(1,959,833)
受限制現金增加		(319,000)	-	(182,336)	(175,843)	(104,498)
投資活動所用的現金淨額		<u>(100,336,443)</u>	<u>(56,733,433)</u>	<u>(11,476,253)</u>	<u>(8,686,199)</u>	<u>(25,730,514)</u>
融資活動						
母公司貸款		44,850,000	1,080,000	-	-	-
已付財務租賃租金的 資本部分		-	-	-	-	(117,419)
償還貸款予母公司		-	-	(10,030,000)	(6,600,000)	(6,960,000)
融資活動產生／(所用)的 現金淨額		<u>44,850,000</u>	<u>1,080,000</u>	<u>(10,030,000)</u>	<u>(6,600,000)</u>	<u>(7,077,419)</u>
現金及現金等價物的 增加／(減少)淨額						
年／期初的現金及 現金等價物		845,114	2,122,730	2,393,216	2,393,216	3,448,001
年／期末的現金及 現金等價物	12	<u>2,122,730</u>	<u>2,393,216</u>	<u>3,448,001</u>	<u>4,606,002</u>	<u>3,000,565</u>

財務資料附註

1. 一般資料

貴公司為於二零零二年三月二十日根據哈薩克斯坦法律成立的公司，為賣方唯一的經營附屬公司。貴公司從事油氣勘探、生產及出售，並經營四個位於哈薩克斯坦西部裡海地區鄰近阿克套的陸上油田。貴公司的註冊辦事處及主要營業地點位於Petroleum Depot, Daulet Village, Munailinskiy Region, 130005, Mangistau Oblast, Republic of Kazakhstan。

貴公司在哈薩克斯坦西部鄰近裡海地區經營多幅油氣田。哈薩克斯坦共和國政府（「政府」）於一九九九年四月三十日初步發出牌照予Zhanaozen Repair and Mechanical Plant（「Zhanaozen」），以勘探Aksaz、Dolinnoe及Emir油氣田（「ADE區塊」或「ADE田」）。於二零零零年六月九日，哈薩克斯坦共和國投資代理就投資與Zhanaozen訂立合約，以勘探Aksaz、Dolinnoe及Emir油氣田。於二零零二年九月二十三日，該合約被轉讓予貴公司。於二零零四年九月十日，政府將勘探合約及牌照的年期由五年延長至七年，直至二零零七年七月九日為止。於二零零七年二月二十七日，哈薩克斯坦共和國能源及礦物資源部（「能源及礦物資源部」）授出第二個勘探期，其就整個勘探合約區域延長至二零零九年七月。於二零零四年十二月七日，政府向貴公司轉讓獨家權利以勘探毗鄰ADE區塊的額外260平方公里的土地（稱為「西南區塊」）。西南區塊包括Kariman田及Yessen及Borly構築物，並受到貴公司原有合約的條款所規管。於二零零八年六月二十四日，能源及礦物資源部同意延長貴公司合約的勘探階段，由二零零九年七月延至二零一三年一月，以容許貴公司在ADE區塊及西南區塊進行額外鑽探及測試活動。

於二零零八年十月十五日，能源及礦物資源部向貴公司批准日期為二零零零年六月九日的合約482號增補6號，將貴公司的勘探區域由460平方公里擴大至合共850平方公里（約210,114英畝）。額外區域位於貴公司現有勘探區域的北部及西部，將勘探區域延伸至裡海，並於本報告內稱為「西北區塊」。西北區塊受到貴公司有關ADE區塊及東南區塊的勘探階段合約的條款規管。

為由勘探階段步入商業生產階段，貴公司必須申請及獲授商業生產合約。貴公司合法有權申請商業生產合約，並具有獨家權利就此合約進行磋商。根據哈薩克斯坦石油法，政府有責任進行該等磋商。根據石油法，倘貴公司未有由勘探階段步入商業生產階段，其於現有合約年內有權生產及出售石油，包括出口石油。

2. 重大會計政策概要

(a) 編製基準

貴公司根據國際會計準則理事會頒佈的國際財務報告準則編製隨附合併財務資料。

編製財務資料時採用的主要會計政策載於下文。除另有所述者外，該等政策已於所有呈列年度持續應用。財務資料乃按歷史成本法編製。

按國際財務報告準則編製財務資料須採用若干重要會計估計。其亦要求管理層在應用本公司的會計政策時作出判斷。涉及更高判斷程度及複雜性的領域，或假設及估計對財務資料屬重大的領域，載於附註4內。

(b) 近期會計公佈

(i) 貴公司採納的新訂準則、現有準則修訂本及詮釋

國際會計準則理事會已頒佈一項新國際財務報告準則、多項國際財務報告準則的修訂及新詮釋，其於貴公司現時的會計期間首次生效。其中，下列發展乃與公司財務資料相關：

國際財務報告準則（修訂本）	二零零九年對國際財務報告準則的改進
國際財務報告準則第1號（經修訂）	首次採納香港財務報告準則
國際財務報告準則第1號（修訂本）	首次採納者的額外豁免
國際財務報告準則第2號（修訂本）	集團的以現金結算及股份為基礎付款交易
國際財務報告準則第3號（經修訂）	業務合併
國際財務報告準則第5號（修訂本）	持作出售的非流動資產及終止業務
國際會計準則第27號（經修訂）	綜合及獨立財務後表
國際會計準則第39號（修訂本）	合資格對沖項目
國際財務報告詮釋委員會第17號	向擁有人分派非現金資產
國際財務報告詮釋委員會第18號	自客戶轉撥資產

以上國際財務報告準則的修訂對貴公司的經營業績及財務狀況並無重大影響，或並無載有具體適用於財務資料的任何額外披露規定。

(ii) 尚未生效及未提前採納的新訂準則、現有準則的修訂本及詮釋

截至批准本財務資料當日，國際會計準則理事會已頒佈多項修訂本、新準則及詮釋，其尚未生效及未提前於財務資料中採納。在該等發展中，下列為關於可能與貴公司的經營及財務資料相關的事宜：

國際財務報告準則（修訂本）	二零一零年對國際財務報告準則的改進 ⁽¹⁾
國際財務報告準則第1號（修訂本）	首次採納者的披露的可比較國際財務報告準則第7號的有限豁免 ⁽²⁾
國際財務報告準則第7號（修訂本）	披露－轉撥金融資產 ⁽³⁾
國際財務報告準則第9號	金融工具 ⁽⁴⁾
國際會計準則第12號（修訂本）	遞延稅項：收回相關資產 ⁽⁵⁾
國際會計準則第24號（經修訂）	關聯方披露 ⁽⁶⁾
國際會計準則第32號（修訂本）	供股分類 ⁽⁷⁾
國際財務報告詮釋委員會第14號（修訂本）	最低資金預付款項需求 ⁽⁶⁾
國際財務報告詮釋委員會第19號	以股權工具撤銷金融負債 ⁽²⁾

(1) 於二零一零年七月一日或二零一一年一月一日（按適用者）或之後開始之年度期間生效。

(2) 於二零一零年七月一日或之後開始之年度期間生效。

(3) 於二零一一年七月一日或之後開始之年度期間生效。

(4) 於二零一三年一月一日或之後開始之年度期間生效。

(5) 於二零一二年一月一日或之後開始之年度期間生效。

(6) 於二零一一年一月一日或之後開始之年度期間生效。

(7) 於二零一零年二月一日或之後開始之年度期間生效。

國際財務報告準則第9號金融工具引入對金融資產分類及計量的新規定，並將自二零一三年一月一日起生效，且容許提早採納。該準則規定屬於國際會計準則第39號金融工具：確認及計量範疇內的所有已確認金融資產將按攤銷成本或公允價值計量。具體而言，債務工具(i)乃於旨在收取合約性現金流量的業務模式內持有及(ii)具有僅本金及屬尚未償還本金的利息付款的合約性現金流量，一般按攤銷成本計量。所有其他債務投資及股權投資按公平價值計量。應用國際財務報告準則第9號可能影響金融資產的分類及計量。

貴公司董事預計應該其他新訂及經修訂準則、修訂或詮釋將不會對財務資料造成重大影響。

貴公司正審閱該等修訂預期於首次應用期間的影響，但尚未能夠釐定其採納是否將會對貴公司的經營業績及財務狀況造成重大影響。

(c) 外幣換算

(i) 功能及呈列貨幣

貴公司財務資料內的項目乃採用實體經營所在地主要經濟環境的貨幣（「功能貨幣」）進行計量。儘管貴公司大部分資產及業務均位於哈薩克斯坦共和國，其主要經濟環境為油氣行業。油氣行業的功能貨幣為美元。母公司為美國公司，其僅從事油氣行業，而母公司為貴公司唯一資金提供者，其大部分乃來自美元。由於該等原因，貴公司及母公司的功能貨幣為美元。財務資料的呈列貨幣為美元。

(ii) 交易及結餘

外幣交易乃按交易日期普遍的匯率換算為功能貨幣。結算此等交易及按年末匯率換算以外幣計值的貨幣資產及負債所導致的外匯收益及虧損，乃記錄於全面收益表內。

外匯收益及虧損乃計入全面收益表內，列作「財務收入」或「財務費用」（倘適用）。

(d) 物業、廠房及設備

物業、廠房及設備（包括油氣資產）乃按歷史成本減累計折舊、耗損、攤銷及減值呈列。歷史成本包括與取得有關資產直接相關的支出。

當貴公司可能獲得與項目有關的未來經濟利益，且項目成本能可靠計量時，隨後產生的成本方計入資產的賬面值，或確認為單獨資產（如適用）。任何被取代部分的面值則不再確認。所有其他維修及維護乃計入其產生的呈報年度的全面收益表內。

除油氣資產外，折舊乃採用直線法分攤其估計可用年限的成本減剩餘價值，詳情如下：

氣體利用設施	十年
樓宇及裝修	七至十年
辦公室設備	三至五年
汽車及生產設備	三至十年

資產的剩餘價值及可用年限乃於各呈報期末進行審閱及調整（如適用）。倘資產賬面值高於其估計可回收金額，則資產賬面值隨即撇減至其可回收金額。

在建工程在達到預定可使用狀態後，方進行折舊。

處置收益及虧損乃通過比較所得款項與賬面值予以釐定，並於全面收益表內確認。

(e) 油氣資產

油氣勘探與生產活動採用成效會計法處理。根據此方法，開發井、配套設施設備以及油氣資產中的探明礦產權益的所有成本均予以資本化。並未生產而具有探明發展儲量的勘探井乃資本化為油氣資產，惟須進行減值檢討。地質及地球物理成本乃於產生時支出。勘探井的成本乃根據該等井是否發現探明油氣儲量而決定是否作為在建工程予以資本化。探明油氣儲量為在現有經濟及作業條件（即於估算日的價格及成本）下，地質及工程資料表明於未來年度可合理肯定從已知油藏開採出原油及天然氣的估算量。價格包括僅按合約安排規定的現有價格變化的考慮，而並非根據未來條件調高價格。

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

油氣資產的成本乃以油田為單位按單位產量法予以攤銷。單位產量乃根據各自生產協議的現有期限，按油氣探明已開發產油氣儲備在現有設施中的估計可採量計算。貴公司的儲量估計僅為管理層認為可於此等生產協議現有期限內合理開採的原油。

(f) 非金融資產減值

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

(g) 無形資產

無形資產指計算機軟件。所獲得的計算機軟件許可證已按獲得及使用有關軟件所產生的成本為基準撥充資本。該等成本乃按其估計可使用年期三年至四攤銷。

(h) 貸款及應收款項

貴公司的貸款及應收款項包括財務狀況表內的「應收及其他應收款項」。

貸款及應收款項為於活躍市場並無報價的固定或可予釐定付款的非衍生金融資產，於流動資產入賬，惟估計變現超逾呈報期末後12個月者除外。此等貸款及應收款項被列為非流動資產。

(i) 租約

倘 貴公司釐定安排附有權利於協定期間使用一項或以上特定資產以換取付款或一系列付款，則一項安排（包括一項交易或一系列交易）屬於或含有租約。有關釐定乃按對安排內容的評估得出，而不論安排是否採用法律形式的租約。

(i) 出租予 貴公司的資產的分類

貴公司根據租約持有而向 貴公司轉移擁有權的絕大部分風險及回報的資產，乃分類為根據財務租約持有。並無轉移擁有權的絕大部分風險及回報予 貴公司的租約乃分類為經營租約。

(ii) 經營租約費用

倘 貴公司使用根據經營租約持有的資產，根據該等租約作出的付款乃於租約年期所涵蓋的會計期間內按相等分期款項於損益內扣除，惟倘另一項基準更能代表將自租賃資產取得的利益的模式則除外。已收租賃激勵會作為已作出淨租賃付款總額的一部分於損益內確認。或有租金在其產生的會計期間於損益內扣除。

(j) 存貨

存貨為按成本及可變現淨值間較低者列賬的原油、物料及供應品。物料及供應品成本乃按特定識別法釐定。原油成本乃按加權平均成本法釐定。原油成本包括直接勞工、折舊、其他直接成本及有關生產費用，惟不包括借款成本。

(k) 應收及其他應收款項

應收及其他應收款項最初以公允價值確認，隨後採用實際利息法攤銷成本，扣除減值撥備計量。如有客觀證據顯示 貴公司無法按應收款項的原有條款回收全部金額，則會對應收款項作出減值撥備。 貴公司考慮評估應收款項是否出現減值的因素包括（但不限於）客戶的重大財務困境、債務人可能宣告破產或進行財務重組，以及欠付或拖欠付款。撥備金額為資產的面值與預期日後現金流量的現值（按原先實際利率貼現）間的差額。

資產賬面值於使用撥備賬時減少，且損失金額於全面收益表內確認。倘應收款項無法回收，則其乃於應收款項的撥備賬內撤銷。先前撤銷的金額如隨後予以回收，則抵免全面收益表內的開支。

(l) 現金及現金等價物

現金及現金等價物包括手頭現金，以及按原到期日為三個月或以內（自購買時起計）而持有的銀行通知存款。

(m) 即期及遞延所得稅

年內稅項開支包括即期及遞延稅項。稅項於全面收益表內確認，惟其與直接於權益內確認的項目有關則除外。於此情況下，稅項亦於權益內確認。

即期所得稅費用按 貴公司經營及產生應課稅收入的地區於呈報期末已頒佈或實質上已頒佈的稅法計算。管理層就須對適用稅務法規作出詮釋的情況，定期評估報稅的狀況，並在適用時按預期須向稅務機關繳納的款項作出撥備。

遞延所得稅採用資產負債表負債法，以資產及負債的稅基與其於財務資料內的眼面值之間的暫時性差額確認。然而，如遞延所得稅在業務合併以外的交易中初步確認為資產或負債，且在交易時並不影響會計或應課稅損益，則不會入賬處理。遞延所得稅按於呈報期末已頒佈或實質上已頒佈的稅率（及法律）計算，並預期於有關遞延所得稅資產變現或遞延所得稅負債清償時適用。

倘日後應課稅溢利可用於抵扣暫時性差額，方確認遞延所得稅資產。

(n) 集團內借款

貴公司的借款全部均為母公司借款，並最初按公允價值扣減所產生的交易成本確認。於隨後年度，集團內借款採用實際收益法按攤銷成本呈列。所得款項（扣除交易成本）與贖回價值間的任何差額採用實際利息法按借款年限於全面收益表內確認。

集團內借款的成本於其產生年度確認為開支，惟符合作為合資格物業、廠房及設備部分撥充資本的份額則除外。集團內借款被分類為流動負債，除非貴公司有權於呈報期末後無條件延遲清償負債至少十二個月則另作別論。

(o) 應付款項

應付款項最初按公允價值確認，隨後採用實際利息法以攤銷成本計量。

(p) 撥備及或有負債

當貴公司因過往事件面臨當前法律或推定義務，且可能須流出資源以清償義務，而金額能可靠估計時，則會確認撥備。

倘將不可能需要經濟利益流出，或金額不能被可靠地估計，責任乃作為或有負債披露，除非經濟利益流出的可能性不大。可能責任的存在將僅由發生或不發生一項或以上未來事件確認，其亦披露為或有負債，除非經濟利益流出的可能性不大。

有關未來停止運作及復原的撥備於設置油氣資產形成時全額確認。確認金額為根據當地條件及要求確定的預計未來支出的現值。同時產生與撥備數額相等的有關油氣資產的相應增加部分。該增加部分隨後作為油氣資產成本的一部分進行折舊。除由於時間推移而視作利息開支外，預期支出現值的任何變化均應反映為撥備及油氣資產的調整。

符合撥備準則的資產棄置義務會確認為撥備，而所確認金額為根據地方條件及規定釐定的估計未來開支的現值，同時亦創造對相關油氣資產的相應添置，金額相等於撥備。此其後乃作為油氣資產的一部分成本耗損。各期間的資產耗損責任的利息開支乃於相關油氣資產的可使用年內使用實際利率法確認。

倘並不符合撥備確認的條件，解除委聘停止運作、移除及地盤的開支清除將在產生時於全面收益表內支銷。

(q) 僱員福利

貴公司根據哈薩克斯坦共和國地方法律及慣例實行定額供款計劃，包括僱員強積金及其他社會義務。一項定額供款計劃是貴公司為其僱員向一個獨立實體（一項基金）支付固定金額的養老金及／或其他社會福利計劃，如該基金不能擁有足夠資產以支付與當期及過往期間僱員服務相關的所有僱員福利，貴公司不再負有進一步支付供款的法定義務或推定義務。供款及福利給付支付時於損益內確認為僱員福利開支。

(r) 收益確認

收益及出售油氣的相關成本在存在安排的假設證據、買方的價格為固定或可予釐定、可收回性能合理地確保、交付油氣已經發生期間或當擁有權轉移時予以確認。

(s) 利息收入確認

分類為貸款及應收款項的金融資產的利息收入以及除按公允價值透過損益列賬的金融負債以外的金融負債的利息開支乃使用實際利率法釐定。實際利率法為計算金融資產或金融負債（或金融資產或負債組別）的攤銷成本及於資產或負債的預期年內分配利息收入或利息開支的方法。實際利率為實際折現估計未來現金流量至工具初步賬面值的利率。實際利率的計算已考慮應付或應收費用（屬於工具回報的一部分）、收購或發行的溢價或折讓、提早贖回費用及交易成本。金融工具的所有合約性條款在估計未來現金流量時考慮。

(t) 維修及維護

維修及維護於發生年度作為開支確認。

(u) 清除資金

清除資金（地盤復墾及廢置責任）主要有關轉換及清除 貴公司勘井及有關其油氣資產的類似業務，包括地盤復墾。管理層根據內部產生的工程估計、現有法定規定及行業慣例，按充裕肯定性評估與該等成本有關的責任。 貴公司確認此項負債的估計公允價值。該等估計成本乃入賬為油氣資產成本增加，而清除資金的相應增加乃呈列為長期負債。有關清除資金的油氣資產乃按生產單位基準就各項目分開折舊。由於時間流逝而應用實際分配利率法予該負債金額的負債變動所產生的應計開支乃於全面收益表內入賬為累計開支。

清除資金的充裕性會定期根據現時法律及法規檢討並按需要作出調整。

(v) 分部報告

經營分部按與主要經營決策者呈報的內部報告一致的方式予以報告。主要經營決策者認為董事會，負責分配資源及評估經營分部表現。貴公司作為單一經營分部進行營運，即生產及出售油氣。由於 貴公司全部銷售均來自在哈薩克斯坦進行銷售，故並無呈列地區資料。

截至二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日止年度以及截至二零零九年及二零一零年十二月三十一日止九個月期間，一名客戶就生產及銷售油購買57,626,429美元、65,721,241美元、56,135,606美元、40,596,215美元及40,455,646美元，其佔 貴公司總銷售額逾90%。

貴公司已將氣體獨家出售予Aktau Gas Producing Plant（「AGPP」），其公共設施提供阿克套區域的氣體。

(w) 關聯方

就本財務資料而言，倘一方符合下列條件，其會被視作與 貴公司有關聯：

- (i) 該方有能力直接或間接透過一家或以上中介公司控制 貴公司或對 貴公司作出財務及經營政策行使重大影響力或對 貴公司有共同控制；
- (ii) 貴公司及該方受到共同控制；
- (iii) 該方為 貴公司的聯繫人或 貴公司屬合夥人的合資企業；
- (iv) 該方為 貴公司或 貴公司母公司的主要管理人員，或該人士的近親，或受到有關人士控制、共同控制或重大影響的實體；

(v) 該方為(i)所述的一方的近親或受到有關人士控制、共同控制或重大影響的實體；或

(vi) 該方為以集團或屬 貴公司關聯方的任何實體的僱員利益的退休福利計劃。

一名人士的近親為該等預期會影響該名人士作出其於實體的買賣或受到該名人士作出其於實體的買賣的影響的家庭成員。

3. 財務風險管理

3.1 財務風險因素

貴公司的活動面臨多種財務風險，包括外匯風險、信貸風險及流動資金風險。

(a) 外匯風險

貴公司的功能貨幣為美元（附註2(c)(i)），並當在哈薩克斯坦進行以哈薩克斯坦堅戈計值的業務交易時面臨可能因美元兌哈薩克斯坦堅戈的匯率波動所導致的交易收益及虧損。 貴公司並無從事對沖交易以保障自身免受有關風險，因為管理層相信，外匯風險的影響並不重大。

外幣計值貨幣資產及負債於每月重估，而重估收益及虧損會反映於淨收入內。假設外幣匯率出現10%有利或不利變動，對 貴公司於有關期間淨溢利／（虧損）的影響將會少於1百萬美元。

(b) 信貸風險

大部分銀行現金結餘存放於私人銀行及金融機構。對於銀行及金融機關，僅會接受具有高信貸質量的金融機構。因此， 貴公司的信貸風險主要來自應收及其他應收款項。油氣銷售一般為無抵押。除於截至二零零九年三月三十一日止年度撤銷其他應收款項346,977美元外， 貴公司過去並無任何重大信貸虧損，並相信其應收賬款為可全數收回。因此，概無就呆賬計提撥備。

貴公司依賴向一名客戶銷售原油。此客戶減少購買油量可導致 貴公司的收益及淨溢利／（虧損）大幅下跌。

同樣地， 貴公司依賴向一名客戶銷售原氣。此客戶減少購買氣量可導致 貴公司的收益及淨溢利／（虧損）大幅下跌。

截至二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日止年度以及截至二零零九年及二零一零年十二月三十一日止九個月期間， 貴公司分別出售約91%、81%、95%、94%（未經審核）及98%的原油生產予Titan Oil Trading GmbH（「Titan Oil」）。來自出售石油予Titan Oil的收益分別佔截至二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日止年度以及截至二零零九年及二零一零年十二月三十一日止九個月期間的收益的96%、94%、98%、97%（未經審核）及97%。失去Titan Oil可能於短期內對業務造成重大不利影響。根據原油的現時需求及已有其他客戶，管理層認為失去Titan Oil將不會在中長期上對 貴公司業務造成重大不利影響。

貴公司已獨家出售氣體予Aktau Gas Producing Plant（「AGPP」），其公共設施提供阿克套區域的氣體。

(c) 流動資金風險

於二零零八年及二零零九年三月三十一日以及二零一零年十二月三十一日， 貴公司分別有流動負債淨值約11,953,000美元、10,550,000美元及6,895,000美元，其中分別包括應付及其他應付款項約

22,239,000美元、19,009,000美元及21,371,000美元。貴公司董事緊密監督貴公司的現金流量，並於到期時安排銀行貸款（如有需要）使貴公司得以於可見將來進行其業務。於呈報期末，貴公司的母公司同意按需要為貴公司提供充裕資金。就此而言，董事認為貴公司的流動資金風險已大幅減低。

貴公司的流動資金風險乃由母公司按集團基準管制。此項對貴公司流動資金風險的管理涉及透過適當金額的已承諾信貸融資維持充裕現金及現金等價物及充裕的可動用資金。

下表分析按到期日分類的貴公司計息負債及相關利息以及其他長期及短期債務。貴公司已根據於有關呈報期末直至各負債的合約到期日得出該分析。

表格所披露的數額乃本金額及利息的未貼現現金流量合約金額。

因貼現影響並不重大，故於十二個月內到期的結餘以其面值列示。

於二零零八年三月三十一日	少於1年 美元	1至2年 美元	2至5年 美元	5年以上 美元
應付母公司款項及應付利息	-	-	88,791,219	34,940,457
應付及其他應付款項	22,239,397	-	-	-
於二零零九年三月三十一日	少於1年 美元	1至2年 美元	2至5年 美元	5年以上 美元
應付母公司款項及應付利息	-	-	133,366,459	-
應付及其他應付款項	19,009,364	-	-	-
於二零一零年三月三十一日	少於1年 美元	1至2年 美元	2至5年 美元	5年以上 美元
應付母公司款項及應付利息	-	-	137,422,881	-
應付及其他應付款項	7,819,801	-	-	-
於二零一零年十二月三十一日	少於1年 美元	1至2年 美元	2至5年 美元	5年以上 美元
應付母公司款項及應付利息	-	-	137,042,948	-
應付及其他應付款項	21,371,377	-	-	-

3.2 資本風險管理

資本乃由母公司按集團層面管理。母公司代表 貴公司管理資本時旨在維持母公司及 貴公司持續經營的能力，以回報母公司，並為其他利益相關者謀取福利，同時亦維持資本架構最優化以減少資本成本。

母公司以 貴公司的資本及其債務淨額之間的比率為基準監控其提供予 貴公司的資本。此比率乃以「債務淨額」除以資本總額計算。債務淨額按集團內借款總額減現金及現金等價物計算。資本總額按財務狀況表所列示的「擁有人權益」加債務淨額計算。於二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日以及二零一零年十二月三十一日，資本負債淨額比率如下：

	於三月三十一日			於二零一零年
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	十二月 三十一日 美元
集團內借款總額 (附註16)	123,731,676	133,366,459	137,422,881	137,042,948
減：現金及現金等價物 (附註12)	(2,122,730)	(2,393,216)	(3,448,001)	(3,000,565)
債務淨額	121,608,946	130,973,243	133,974,880	134,042,383
擁有人權益總額	17,589,276	42,268,569	52,487,765	49,089,866
資本總額	139,198,222	173,241,812	186,462,645	183,132,249
資本負債淨額比率	87%	76%	72%	73%

3.3 公允價值估計

用於釐定 貴公司各類金融資產及金融負債公允價值的方法及假設披露於相關會計政策。下列金融資產及金融負債（來自母公司的集團內借款除外）的賬面值與其公允價值相若，因彼等均屬短期性質：現金及現金等價物、應收及其他應收款項即期部分、應付及其他應付款項即期部分及借款即期部分。

下表載列按類別比較財務資料所列的全部 貴公司金融工具的賬面值及公允價值：

	賬面值				公允價值			
	於三月三十一日		於二零一零年十二月三十一日		於三月三十一日		於二零一零年十二月三十一日	
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	二零一零年 十二月三十一日 美元	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	二零一零年 十二月三十一日 美元
金融資產								
現金及現金等價物	2,122,730	2,393,216	3,448,001	3,000,565	2,122,730	2,393,216	3,448,001	3,000,565
應收及其他應收款項	6,342,314	3,328,229	7,703,944	9,470,186	6,342,314	3,328,229	7,703,944	9,470,186
金融負債								
應付及其他應付款項	22,003,181	18,815,234	7,640,934	21,136,173	22,003,181	18,815,234	7,640,934	21,136,173
應付母公司款項及應付利息	123,731,676	133,366,459	137,422,881	137,042,948	123,731,676	133,366,459	137,422,881	137,042,948

金融資產及負債的公允價值包括該工具在自願雙方之間的現時交易中可交換的金額（被迫或清盤出售除外）。

下列方法及假設乃用以估計公允價值：

- 現金及短期存款、應收款項、應付款項及其他流動負債與其賬面值相若，主要由於該等工具屬短期到期。
- 應收款項／借款乃由 貴公司根據利率、特定國家風險因素、客戶的個別信譽度及交易的風險特性等參數釐定。於各呈報日期，該等應收款項的賬面值（扣除撥備）與其計算得出的公允價值並無重大差異。

4. 主要會計估計及判斷

有關估計及判斷定期得以評價，並以 貴公司過往經驗及其他因素為基準，包括對相信於有關情況下屬合理的未來事項的預期。

下文所述事項就理解編製 貴公司財務資料所涉估計及判斷而言，尤為重要。

(a) 已探明石油儲量的估計

已探明儲量為透過分析地球科學及工程數據，於明確的經濟條件、操作方法及政府法規下，從特定未來日期起自己知油藏以合理確信估計可商業開採回收的石油數量。經濟條件包括考慮僅由合約安排規定的現有價格變動，惟日後條件引致的增長除外。探明已開發儲量為預期將從完井層段開採的儲量，而該完井層段在作出估計時處於開放及產油狀態。探明未開發儲量為通過未來投資預期採出的油氣數量，包括開採已知油藏的未鑽區域的新井，延伸現有井至不同（但為已知）的油藏，或通過加密井提高採收率。

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

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

已探明儲量乃 貴公司投資決策過程中的關鍵元素，其亦為減值測試的重要元素。 貴公司將其已探明儲量分為探明已開發儲量及探明未開發儲量。探明已開發儲量為計算 貴公司財務資料所載有關油氣生產活動的物業、廠房及設備基於產量法的折舊、耗損及攤銷的基準。探明已開發儲量減少將增加折舊、耗損及攤銷費用（假設產量不變），並減少淨溢利。已探明儲量估計可根據新資料（例如來自開發鑽探及生產活動或來自產品價格、合約條款或開發計劃等經濟因素變動）予以向上或向下修訂。一般而言，自開發及生產活動取得新資料而導致石油儲量技術成熟度變動以及油價變動已傾向成為年度修訂的最重要起因。

(b) 物業、廠房及設備估計減值

倘存有任何事項或情況變動顯示面值可能無法收回，則會就物業、廠房及設備（包括油氣資產）是否可能減值予以檢討。釐定一項資產是否減值及減值的幅度涉及管理層估計及判斷，例如日後原油價格及生產狀況。然而，減值的檢討及計算乃基於與 貴公司業務計劃相一致的假設。若干假設的有利變動或可令 貴公司於相關數年無需對任何資產進行減值的需要，而不利變動或會促使資產減值（附註6）。

(c) 資產棄置義務（「資產棄置義務」）的估計

撥備乃就在產品分成合約屆滿前終止營運的油氣資產未來的棄用及復用予以確認，確認的撥備金額

為 貴集團預期將產生的估計日後支出的現值。日後支出的估計乃基於現時當地條件及規定，包括法律規定、技術及價格水平等。除該等因素外，該等估計日後支出的現值亦受油氣資產經濟年期估計的影響。任何該等估計變動將影響 貴公司於油氣資產剩餘經濟年期的經營業績及財務狀況。

(d) 物業、廠房及設備折舊

貴公司釐定 貴公司的物業、廠房及設備的估計可使用年期及相關折舊費用。此項估計乃根據具有類似性質及功能的物業、廠房及設備的實際可使用年期的過往經驗得出。

(e) 貿易、其他及長期應收增值稅減值

貴公司對貿易、其他及長期應收增值稅減值的政策乃按對貿易、其他及長期應收款項的收回性及賬齡作出評估及管理層的判斷得出。在評估該等應收款項的可收回性時需要作出一定程度的判斷，包括客戶的現時信用程度及過往收回記錄。管理層於各報告期間重新評估該估計。

(f) 陳舊存貨撥備

管理層檢討 貴公司存貨的狀況，並就不再適合作銷售的已識別陳舊及滯銷存貨項目作出減值。管理層按最新發票價格及現時市況估計該等存貨的可變配淨值。 貴公司於各呈報期末就陳舊項目進行存貨檢察官。管理層於各呈報期末重新評估估計。

5. 收益

收益及出售油氣的相關成本在存在安排的假設證據、買方的價格為固定或可予釐定、可收回性能合理地確保、交付油氣已經發生期間或當擁有權轉移時予以確認。已生產但未出售的產品乃入賬為存貨，直至出售為止。

6. 物業、廠房及設備

	油氣資產 美元	氣體 利用設施 美元	在建工程 美元	樓宇及裝修 美元	辦公室設備 美元	汽車及 生產設備 美元	總計 美元
成本							
於二零零七年三月三十一日	67,904,839	-	4,165,654	326,251	281,703	1,066,823	73,745,270
添置	76,737,094	-	1,972,000	2,977,524	91,223	1,416,396	83,194,237
出售	-	-	-	-	(2,942)	(78,423)	(81,365)
轉入／(出)	1,395,458	-	1,123,907	(2,519,365)	-	-	-
於二零零八年三月三十一日	146,037,391	-	7,261,561	784,410	369,984	2,404,796	156,858,142
添置	55,385,492	-	580,000	4,767,507	238,587	71,642	61,043,228
出售	-	-	-	-	(3,144)	(15,354)	(18,498)
轉(出)／入	(1,545,818)	13,470,631	(7,841,561)	(3,456,766)	-	(626,486)	-
於二零零九年三月三十一日	199,877,065	13,470,631	-	2,095,151	605,427	1,834,598	217,882,872
添置	10,307,815	75,000	-	15,393	221,314	901,025	11,520,547
出售	-	-	-	-	(8,379)	(76,039)	(84,418)
轉入／(出)	-	24,107	-	-	(24,107)	-	-
於二零一零年三月三十一日	210,184,880	13,569,738	-	2,110,544	794,255	2,659,584	229,319,001
添置	16,992,256	-	-	182	35,082	491,054	17,518,574
出售	-	-	-	-	(45)	(7,180)	(7,225)
於二零一零年十二月三十一日	227,177,136	13,569,738	-	2,110,726	829,292	3,143,458	246,830,350
累計折舊							
於二零零七年三月三十一日	(6,186,254)	-	-	(50,147)	(81,023)	(242,158)	(6,559,582)
年內費用	(21,447,415)	-	-	(53,175)	(83,671)	(155,105)	(21,739,366)
出售時撥回	-	-	-	-	1,773	24,848	26,621
於二零零八年三月三十一日	(27,633,669)	-	-	(103,322)	(162,921)	(372,415)	(28,272,327)
年內費用	(10,308,039)	-	-	(295,263)	(124,383)	(132,108)	(10,859,793)
出售時撥回	-	-	-	-	1,957	12,330	14,287
於二零零九年三月三十一日	(37,941,708)	-	-	(398,585)	(285,347)	(492,193)	(39,117,833)
年內費用	(14,991,935)	-	-	(540,671)	(119,000)	(179,970)	(15,831,576)
出售時撥回	-	-	-	-	3,594	22,100	25,694
於二零一零年三月三十一日	(52,933,643)	-	-	(939,256)	(400,753)	(650,063)	(54,923,715)
期內費用	(10,591,920)	(904,648)	-	(401,252)	(72,992)	(211,036)	(12,181,848)
出售時撥回	-	-	-	-	41	-	41
於二零一零年十二月三十一日	(63,525,563)	(904,648)	-	(1,340,508)	(473,704)	(861,099)	(67,105,522)
賬面淨值							
於二零零八年三月三十一日	118,403,722	-	7,261,561	681,088	207,063	2,032,381	128,585,815
於二零零九年三月三十一日	161,935,357	13,470,631	-	1,696,566	320,080	1,342,405	178,765,039
於二零一零年三月三十一日	157,251,237	13,569,738	-	1,171,288	393,502	2,009,521	174,395,286
於二零一零年十二月三十一日	163,651,573	12,665,090	-	770,218	355,588	2,282,359	179,724,828

(未經審核)

	油氣資產 美元	氣體 利用設施 美元	在建工程 美元	樓宇及裝修 美元	辦公室設備 美元	汽車及 生產設備 美元	總計 美元
成本							
於二零零九年							
三月三十一日	199,877,065	13,470,631	-	2,095,151	605,427	1,834,598	217,882,872
添置	8,024,096	75,000	-	15,393	48,158	122,460	8,285,107
出售	-	-	-	-	(8,379)	(61,064)	(69,443)
轉入／(出)	-	24,107	-	-	(24,107)	-	-
於二零零九年							
十二月三十一日	<u>207,901,161</u>	<u>13,569,738</u>	<u>-</u>	<u>2,110,544</u>	<u>621,099</u>	<u>1,895,994</u>	<u>226,098,536</u>
累計折舊							
於二零零九年							
三月三十一日	(37,941,708)	-	-	(398,585)	(285,347)	(492,193)	(39,117,833)
期內費用	(7,968,192)	-	-	(404,071)	(88,902)	(132,168)	(8,593,333)
出售時撥回	-	-	-	-	3,594	8,622	12,216
於二零零九年							
十二月三十一日	<u>(45,909,900)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(802,656)</u>	<u>(370,655)</u>	<u>(615,739)</u>	<u>(47,698,950)</u>
賬面淨值							
於二零零九年							
十二月三十一日	<u>161,991,261</u>	<u>13,569,738</u>	<u>-</u>	<u>1,307,888</u>	<u>250,444</u>	<u>1,280,255</u>	<u>178,399,586</u>

貴公司於截至二零零八年及二零零九年三月三十一日止年度添置的油氣資產中，分別有1,308,130美元及86,438美元與年內確認的資產棄置義務有關（附註13）。截至二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日止年度及截至二零一零年十二月三十一日止九個月的相關耗損開支分別達254,572美元、449,025美元、448,351美元及367,370美元。

有關汽車的財務租賃項下責任乃以汽車抵押，其於二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日以及二零一零年十二月三十一日的賬面淨值分別為零美元、零美元、738,363美元及689,138美元。

7. 無形資產

	軟件 美元
成本	
於二零零七年三月三十一日	62,821
添置	53,883
出售	<u>(4,338)</u>
於二零零八年三月三十一日	112,366
添置	<u>-</u>
於二零零九年三月三十一日	112,366
添置	<u>267</u>
於二零一零年三月三十一日	112,633
添置	<u>460</u>
於二零一零年十二月三十一日	<u>113,093</u>
累計攤銷	
於二零零七年三月三十一日	(40,634)
年內費用	(29,478)
出售時撥回	<u>3,667</u>
於二零零八年三月三十一日	(66,445)
年內費用	<u>(18,190)</u>
於二零零九年三月三十一日	(84,635)
年內費用	<u>(17,931)</u>
於二零一零年三月三十一日	(102,566)
期內費用	<u>(7,141)</u>
於二零一零年十二月三十一日	<u>(109,707)</u>
賬面淨值	
於二零零八年三月三十一日	<u>45,921</u>
於二零零九年三月三十一日	<u>27,731</u>
於二零一零年三月三十一日	<u>10,067</u>
於二零一零年十二月三十一日	<u>3,386</u>

	軟件 美元 (未經審核)
成本	
於二零零九年三月三十一日	112,366
添置	267
	<u>112,633</u>
於二零零九年十二月三十一日	112,633
累計攤銷	
於二零零九年三月三十一日	(84,635)
期內費用	(13,599)
	<u>(98,234)</u>
於二零零九年十二月三十一日	<u>(98,234)</u>
賬面淨值	
於二零零九年十二月三十一日	<u>14,399</u>

8. 應收及其他應收款項

(a) 應收及其他應收款項概要

	於三月三十一日			於二零一零年 十二月 三十一日
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	美元
金融資產				
即期				
應收款項	5,865,712	3,081,573	6,423,402	8,687,651
向僱員作出墊款	372,124	105,339	440,159	640,712
其他應收款項－其他	104,478	141,317	840,383	141,823
	<u>6,342,314</u>	<u>3,328,229</u>	<u>7,703,944</u>	<u>9,470,186</u>
非金融資產				
即期				
向供應商作出墊款	2,154,373	2,679,484	2,461,070	2,130,021
減：減值撥備	(346,977)	-	-	-
向供應商作出墊款－淨值	1,807,396	2,679,484	2,461,070	2,130,021
向供應商作出墊款－ 關聯方(附註26)	-	15,006	101,048	28,890
非即期				
就將用作物業、廠房及 設備的材料作出墊款	11,893,451	122,040	141,312	843,697
	<u>13,700,847</u>	<u>2,816,530</u>	<u>2,703,430</u>	<u>3,002,608</u>
合計	<u>20,043,161</u>	<u>6,144,759</u>	<u>10,407,374</u>	<u>12,472,794</u>
即期合計	8,149,710	6,022,719	10,266,062	11,629,097
非即期合計	11,893,451	122,040	141,312	843,697
合計	<u>20,043,161</u>	<u>6,144,759</u>	<u>10,407,374</u>	<u>12,472,794</u>

(b) 應收及其他應收款項金融資產的公允價值如下：

	於三月三十一日			於二零一零年
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	十二月 三十一日 美元
應收款項	5,865,712	3,081,573	6,423,402	8,687,651
其他應收款項	476,602	246,656	1,280,542	782,535
	<u>6,342,314</u>	<u>3,328,229</u>	<u>7,703,944</u>	<u>9,470,186</u>

(c) 應收款項的賬齡分析如下：

誠如附註3.1(b)披露，逾90%的應收款項結餘乃與Titan Oil有關。貴公司已與此客戶建立長期業務關係，故信貸條款及信貸期乃按靈活方式釐定。貴公司已持續監管該客戶的財務狀況，以盡量減低其業務可能附帶的信貸風險。下表為於各呈報期末按發票日期呈列的應收款項（扣除未有呆賬撥備）的賬齡分析。

	於三月三十一日			於二零一零年
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	十二月 三十一日 美元
0至30日	4,265,874	2,033,143	4,362,077	5,518,365
31至60日	-	-	1,012,633	1,000,102
61至90日	1,599,838	1,048,430	1,048,692	2,169,184
	<u>5,865,712</u>	<u>3,081,573</u>	<u>6,423,402</u>	<u>8,687,651</u>

於各呈報期末所面臨的最高信貸風險為上述各類別應收及其他應收款項的公允價值。貴公司並無持有任何抵押品作為抵押。

(d) 已逾期低未減值的其他應收款項的賬齡分析如下：

	於三月三十一日			於二零一零年
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	十二月 三十一日 美元
1年以下	<u>476,602</u>	<u>246,656</u>	<u>1,280,542</u>	<u>782,535</u>

(e) 應收及其他應收款項的面值乃以下列貨幣列值：

	於三月三十一日			於二零一零年
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	十二月 三十一日 美元
美元	13,442,166	2,706,571	3,793,324	4,023,682
哈薩克斯坦堅戈	6,600,995	3,438,188	6,614,050	8,449,112
	<u>20,043,161</u>	<u>6,144,759</u>	<u>10,407,374</u>	<u>12,472,794</u>

(f) 其他應收款項減值撥備變動如下：

	於三月三十一日			於二零一零年
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	十二月 三十一日 美元
於年／期初	(211,475)	(346,977)	-	-
應收款項減值撥備	(135,502)	-	-	-
年內撇銷不可收回的應收款項	-	346,977	-	-
於年／期終	<u>(346,977)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>

於二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日及二零一零年十二月三十一日，概無已逾期應收款項為已減值。

9. 可收回長期增值稅

於二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日及二零一零年十二月三十一日，貴公司分別有可收回長期增值稅8,106,397美元、2,423,940美元、3,113,939美元及4,300,937美元。可以回增值稅以哈薩克斯坦堅戈計值，並可自哈薩克斯坦共和國稅局全數收回。可收回增值稅包括就貴公司生產所產生的地方開支及進口貨品預付增值稅，其須以現金退還或抵銷貴公司的財務責任，包括未來所得稅負債。管理層未能合理估計該等金額的變現時間，因為(1)未來溢利流的不可預測性；及(2)退還申請須待稅局最終批准。就此原因，金額被分類為非流動資產。

10. 存貨

	於三月三十一日			於二零一零年
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	十二月 三十一日 美元
流動資產：				
庫存油	4,882	5,029	2,895	2,576
非流動資產：				
物料及供應品	<u>11,002,684</u>	<u>13,989,643</u>	<u>13,714,952</u>	<u>13,894,381</u>
存貨總額	<u>11,007,566</u>	<u>13,994,672</u>	<u>13,717,847</u>	<u>13,896,957</u>
存貨所列金額以下列方式列值				
按成本	11,007,566	13,994,672	13,717,847	13,896,957
按可變現淨值	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
	<u>11,007,566</u>	<u>13,994,672</u>	<u>13,717,847</u>	<u>13,896,957</u>

11. 受限制現金

根據哈薩克斯坦共和國法律，貴公司須保留資金作其生產所需的環境補償。於二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日及二零一零年十二月三十一日，貴公司就此目的分別有受限制現金結餘622,697美元、588,217美元、770,553美元及875,051美元。管理層未能可靠地計量該等金額將會被動用的時間，故該等金額被分類為非流動資產。

12. 現金及現金等價物

	於三月三十一日			於二零一零年
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	十二月 三十一日 美元
手頭現金	16,264	538,221	8,280	51,997
銀行存款	2,106,466	1,854,995	3,439,721	2,948,568
	<u>2,122,730</u>	<u>2,393,216</u>	<u>3,448,001</u>	<u>3,000,565</u>

於二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日及二零一零年十二月三十一日，現金及現金等價物包括存放於貨幣市場基金的14,203,574美元、2,371,558美元、1,321,774美元及21,823美元，到期日少於存放日期起計三個月，分別有30日單一回報2.58%、0.13%、0.01%及0.01%。

現金及現金等價物以下列貨幣列值：

	於三月三十一日			於二零一零年
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	十二月 三十一日 美元
美元	443,041	1,705,276	541,461	1,636,441
哈薩克斯坦堅戈	1,678,006	687,940	2,371,976	830,869
歐元	-	-	534,564	533,255
俄羅斯盧布	1,683	-	-	-
	<u>2,122,730</u>	<u>2,393,216</u>	<u>3,448,001</u>	<u>3,000,565</u>

13. 資產棄置義務

	於三月三十一日			於二零一零年
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	十二月 三十一日 美元
於年／期初	2,165,829	3,728,531	4,263,994	4,712,345
已產生負債 (附註6)	1,308,130	86,438	-	-
應計開支	254,572	449,025	448,351	367,370
	<u>3,728,531</u>	<u>4,263,994</u>	<u>4,712,345</u>	<u>5,079,715</u>

14. 遞延所得稅

遞延所得稅資產及負債在有可執行權利以即期稅項資產抵銷即期稅項負債且在遞延所得稅與同一稅局相關時予以抵銷。按 貴公司的情況，其唯一稅務機關為哈薩克斯坦共和國的稅務機關。

抵銷金額如下：

	於三月三十一日			於二零一零年
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	十二月 三十一日 美元
遞延稅項資產：				
將於十二個月後收回的				
遞延稅項資產	315,308	303,689	435,394	527,700
將於十二個月內收回的遞延稅項資產	—	—	—	—
	<u>315,308</u>	<u>303,689</u>	<u>435,394</u>	<u>527,700</u>
遞延稅項負債：				
將於十二個月後收回的				
遞延稅項負債	(3,570,016)	(5,771,217)	(3,340,600)	(1,831,931)
將於十二個月內收回的遞延稅項負債	—	—	—	—
	<u>(3,570,016)</u>	<u>(5,771,217)</u>	<u>(3,340,600)</u>	<u>(1,831,931)</u>
合計－遞延所得稅負債－淨額	<u>(3,254,708)</u>	<u>(5,467,528)</u>	<u>(2,905,206)</u>	<u>(1,304,231)</u>

遞延稅項賬的總變動如下：

	於三月三十一日			於二零一零年
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	十二月 三十一日 美元
於年／期初	3,805,502	(3,254,708)	(5,467,528)	(2,905,206)
於全面收益表（扣除）／計入	<u>(7,060,210)</u>	<u>(2,212,820)</u>	<u>2,562,322</u>	<u>1,600,975</u>
於年／期末	<u>(3,254,708)</u>	<u>(5,467,528)</u>	<u>(2,905,206)</u>	<u>(1,304,231)</u>

年／期內遞延稅項資產及負債的變動（並無抵銷同一稅項司法權區內的結餘）如下：

	遞延稅項資產 (資產廢置責任) 美元	遞延稅項負債 (物業、廠房 及設備) 美元	總計 美元
於二零零七年四月一日	105,974	3,699,528	3,805,502
於全面收益表扣除	<u>209,334</u>	<u>(7,269,544)</u>	<u>(7,060,210)</u>
於二零零八年三月三十一日	315,308	(3,570,016)	(3,254,708)
於全面收益表扣除	<u>(11,619)</u>	<u>(2,201,201)</u>	<u>(2,212,820)</u>
於二零零九年三月三十一日	303,689	(5,771,217)	(5,467,528)
計入全面收益表	<u>131,704</u>	<u>2,430,618</u>	<u>2,562,322</u>
於二零一零年三月三十一日	435,393	(3,340,599)	(2,905,206)
計入全面收益表	<u>92,307</u>	<u>1,508,668</u>	<u>1,600,975</u>
於二零一零年十二月三十一日	<u><u>527,700</u></u>	<u><u>(1,831,931)</u></u>	<u><u>(1,304,231)</u></u>

15. 應付及其他應付款項

(a) 應付及其他應付款項概要

	於三月三十一日			於二零一零年 十二月 三十一日
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	美元
金融負債				
應付款項	21,224,757	17,690,492	3,295,970	16,690,608
礦物開採應付稅項	613,980	436,165	1,125,040	1,081,588
應付租賃出口稅	–	515,032	3,073,588	3,083,117
其他應付稅項	52,174	125,387	135,778	228,704
應付關聯方款項	53,624	–	–	–
其他應付款項	58,646	48,158	10,558	52,156
非金融負債				
應付薪金及福利	<u>236,216</u>	<u>194,130</u>	<u>178,867</u>	<u>235,204</u>
總計	<u><u>22,239,397</u></u>	<u><u>19,009,364</u></u>	<u><u>7,819,801</u></u>	<u><u>21,371,377</u></u>

(b) 應付及其他應付款項以下列貨幣列值

	於三月三十一日			於二零一零年
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	十二月 三十一日 美元
美元	665,972	467,664	98,522	460,872
哈薩克斯坦堅戈	21,573,425	18,507,466	7,719,648	20,910,505
歐元	—	—	1,631	—
俄羅斯盧布	—	34,234	—	—
	<u>22,239,397</u>	<u>19,009,364</u>	<u>7,819,801</u>	<u>21,371,377</u>

(c) 應付款項的賬齡分析

下表為應付款項於各呈報期末按發票日期呈列的賬齡分析。

	於三月三十一日			於二零一零年
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	十二月 三十一日 美元
0至30日	8,129,902	476,399	881,171	310,101
31至60日	8,533,298	472,170	340,531	326,021
61至90日	1,206,489	420,668	248,928	487,368
90日以上	3,355,068	16,321,255	1,825,340	4,493,304
	<u>21,224,757</u>	<u>17,690,492</u>	<u>3,295,970</u>	<u>5,616,794</u>

購買貨品的平均信貸期為80日。貴公司已訂有財務風險管理政策，以確保所有應付款項於信貸時限內清償。

16. 應付母公司款項及利息

(a)

	於三月三十一日			於二零一零年
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	十二月 三十一日 美元
來自母公司的無抵押定息借款				
應付母公司本金額	115,473,193	118,519,920	115,901,015	110,647,375
應付母公司利息	8,258,483	14,846,539	21,521,866	26,395,573
	<u>123,731,676</u>	<u>133,366,459</u>	<u>137,422,881</u>	<u>137,042,948</u>

(b)

於二零零三年、二零零四年、二零零五年及二零零七年，貴公司與母公司就到期日為二零一三年及二零一四年的無抵押定息貸款訂立若干無抵押集團內借款協議。所有該等集團內貸款附帶年利率5厘及按各協議所述的合約到期日償還。由於其已到期，集團內貸款已被償還，而於二零零八年、二零零

九年及二零一零年三月三十一日及二零一零年十二月三十一日，應付母公司集團內貸款剩餘金額分別為115,473,193美元、118,519,920美元、115,901,015美元及110,647,375美元。該等集團內貸款的應計利息金額分別為8,258,483美元、14,846,539美元、21,521,866美元及26,395,573美元，並將會於到期時連同本金支付。該等金額乃按使用現金流量釐定的公允價值確認，並按實際利率7%確認。該等集團內貸款及利息的名義價值及公允價值之間的差額乃確認為被視作母公司出資。於本報告日期，概無償還於二零一零年十二月三十一日到期的利息結餘。

17. 財務租賃下責任

貴公司與汽車租賃公司就租賃石油貨車訂立一份財務租賃協議。該協議於貴公司收到石油貨車的交付時生效，租期為三年。該租約並無重續或購買選項的條款及升級條款。貴公司根據財務租賃的應付責任如下：

	二零零八年		於三月三十一日 二零零九年		二零一零年		於二零一零年 十二月三十一日	
	最低租賃 款項現值	最低租賃 款項總額	最低租賃 款項現值	最低租賃 款項總額	最低租賃 款項現值	最低租賃 款項總額	最低租賃 款項現值	最低租賃 款項總額
	美元	美元	美元	美元	美元	美元	美元	美元
1年內	-	-	-	-	185,019	252,674	207,127	292,826
1年以上但2年內	-	-	-	-	240,149	277,616	230,274	266,325
2年以上但5年內	-	-	-	-	129,652	190,292	-	-
	-	-	-	-	369,801	467,908	230,274	266,325
	-	-	-	-	554,820	720,582	437,401	559,151
減：未來利息開支 總額	-	-	-	-	-	(165,762)	-	(121,750)
租約責任現值	-	-	-	-	-	554,820	437,401	437,401

18. 員工薪酬成本

	截至三月三十一日止年度			截至十二月三十一日 止九個月	
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元
工資、薪金及津貼	2,000,468	2,877,501	2,301,326	1,931,199	2,548,454
養老金開支	386,047	450,119	350,997	262,981	322,212
福利及其他費用	506,968	280,619	275,616	206,256	282,016
	2,893,483	3,608,239	2,927,939	2,400,436	3,152,682

根據哈薩克共和國的法律規定，貴公司須支付僱員養老金，金額相等於各僱員工資的10%，最多為每月約700美元。養老金款項乃自員工薪金扣除，並於全面收益表內計入其他薪金成本。貴公司並無就任何補充養老金、退休保健、保險福利或退休彌償存有任何其他責任。

(a) 董事酬金

董事名稱	工資、薪金 及津貼 美元	養老金 開支 美元	福利及 其他費用 美元	總計 美元
截至二零零八年三月三十一日止年度				
Toleush Tolmakov	<u>87,126</u>	<u>7,368</u>	<u>15,961</u>	<u>110,455</u>
截至二零零九年三月三十一日止年度				
Toleush Tolmakov	<u>99,726</u>	<u>8,658</u>	<u>40,156</u>	<u>148,540</u>
截至二零一零年三月三十一日止年度				
Toleush Tolmakov	<u>65,960</u>	<u>8,384</u>	<u>32,269</u>	<u>106,613</u>
截至二零零九年十二月三十一日止九個月 (未經審核)				
Toleush Tolmakov	<u>47,578</u>	<u>6,110</u>	<u>29,061</u>	<u>82,749</u>
截至二零一零年十二月三十一日止九個月				
Toleush Tolmakov (於二零一零年十二月一日辭任)	<u>58,389</u>	<u>6,585</u>	<u>17,023</u>	<u>81,997</u>
Zhienbet Aristambaev	<u>11,258</u>	<u>762</u>	<u>1,602</u>	<u>13,622</u>
	<u>69,647</u>	<u>7,347</u>	<u>18,625</u>	<u>95,619</u>

(b) 五名最高薪人士

截至二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日止年度及截至二零零九年及二零一零年十二月三十一日止九個月，貴公司的五名最高薪人士載列如下：

	截至三月三十一日止年度			截至十二月三十一日 止九個月	
	二零零八年	二零零九年	二零一零年	二零零九年 (未經審核)	二零一零年
董事	1	1	1	1	1
非董事人士	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>

貴公司截至二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日止年度及截至二零零九年及二零一零年十二月三十一日止九個月已付五名最高薪人士中的 貴公司董事的酬金詳情已載於上文附註18(a)。已付餘下非董事人士的酬金詳情如下：

	截至三月三十一日止年度			截至十二月三十一日止九個月	
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	二零零九年 美元 (未經審核)	二零一零年 美元 (未經審核)
工資、薪金及津貼	535,925	421,202	226,847	173,783	245,822
養老金開支	18,986	16,298	25,859	19,928	12,395
福利及其他費用	83,333	121,717	45,124	38,058	51,047
	<u>638,244</u>	<u>559,217</u>	<u>297,830</u>	<u>231,769</u>	<u>309,264</u>

其酬金屬於下列範圍內：

	非董事人士數目			截至十二月三十一日止九個月	
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	二零零九年 美元 (未經審核)	二零一零年 美元 (未經審核)
零美元至120,000美元	3	1	4	4	4
120,000美元至 184,000美元	-	2	-	-	-
184,000美元至 248,000美元	-	1	-	-	-
超過248,000美元	1	-	-	-	-
	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>4</u>

於有關期間，概無董事或五名最高薪人士自 貴公司收取任何酬金作為加入、或在加入或離開 貴公司時的獎勵或補償或作為離職補償。

19. 稅項（所得稅除外）

	截至三月三十一日止年度			截至十二月三十一日止九個月	
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	二零零九年 美元 (未經審核)	二零一零年 美元 (未經審核)
稅項（所得稅除外）：					
礦區使用費	1,557,388	1,744,075	-	-	-
礦物開採稅	-	467,359	3,509,611	2,556,874	2,549,270
租金出口稅	-	515,032	10,032,857	6,945,938	8,214,750
租金出口關稅開支	-	6,783,278	-	-	736,013
	<u>1,557,388</u>	<u>9,509,744</u>	<u>13,542,468</u>	<u>9,502,812</u>	<u>11,500,033</u>

稅項（所得稅除外）指由石油開採及開發企業就在哈薩克斯坦共和國銷售原油按根據石油價格浮動的稅率支付或應付的一項石油特別收益金。

20. 其他開支

	截至三月三十一日止年度			截至十二月三十一日 止九個月	
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元
油氣以外的銷售收益／(虧損)	275,065	15,947	(32,648)	68,558	55,974
其他應收款項減值虧損撥備	(135,502)	—	—	—	—
出售物業、廠房及設備虧損	(54,744)	(4,211)	(58,724)	(57,227)	(7,184)
出售無形資產虧損	(671)	—	—	—	—
其他開支	(403,184)	(113,739)	(277,072)	(261,171)	(107,368)
合計	(319,036)	(102,003)	(368,444)	(249,840)	(58,578)

石油以外銷售的收益或虧損(扣除成本)乃來自 貴公司向其他組織出售存貨以內的物料及供應品。

21. 財務費用—淨值

	截至三月三十一日止年度			截至十二月三十一日 止九個月	
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元
財務收入					
儲蓄賬戶所得利息收入	78,988	244,166	272,809	150,859	282,017
匯兌收益	—	2,989,782	—	—	—
總財務收入	78,988	3,233,948	272,809	150,859	282,017
財務費用					
集團內借款的利息開支	5,207,907	6,422,886	6,378,396	4,826,789	4,573,982
財務租賃利息開支	—	—	23,060	—	66,843
銀行費用	134,690	72,724	71,207	58,562	53,270
匯兌虧損	60,575	—	396,329	361,473	206,278
總財務費用	5,403,172	6,495,610	6,868,992	5,246,824	4,900,373
財務費用—淨值	(5,324,184)	(3,261,662)	(6,596,183)	(5,095,965)	(4,618,356)

22. 所得稅(開支)/收益

	截至三月三十一日止年度			截至十二月三十一日 止九個月	
	二零零八年	二零零九年	二零一零年	二零零九年	二零一零年
	美元	美元	美元	美元	美元
				(未經審核)	
即期所得稅					
— 國內	-	-	-	-	-
遞延所得稅					
— 國內	(7,060,210)	(2,212,820)	2,562,322	865,068	1,600,975
合計	<u>(7,060,210)</u>	<u>(2,212,820)</u>	<u>2,562,322</u>	<u>865,068</u>	<u>1,600,975</u>

根據與哈薩克斯坦共和國的勘探合約，就所得稅而言，貴公司可資本化勘探及發展成本，並扣除所有勘探階段內已收的所有收益以計算應課稅收入。因此，勘探合約容許貴公司於其勘探階段獲豁免哈薩克斯坦企業所得稅。

由於此項豁免，貴公司除所得稅前溢利的稅項有別於使用適用於貴公司的哈薩克斯坦共和國企業所得稅稅率收取的理論金額：

	截至三月三十一日止年度			截至十二月三十一日 止九個月	
	二零零八年	二零零九年	二零一零年	二零零九年	二零一零年
	美元	美元	美元	美元	美元
				(未經審核)	
除所得稅前溢利/(虧損)	14,740,824	29,366,746	10,324,204	10,153,345	(2,978,756)
法定稅率	30%	20%	20%	20%	20%
按法定稅率計算的稅項	4,422,247	5,873,349	2,064,841	2,030,669	(595,751)
稅率變動的影響	-	1,084,903	-	-	-
勘探階段稅項利益的影響	2,637,963	(4,745,432)	(4,627,163)	(2,895,737)	(1,005,224)
稅項費用/(收益)	<u>7,060,210</u>	<u>2,212,820</u>	<u>(2,562,322)</u>	<u>(865,068)</u>	<u>(1,600,975)</u>

23. 年/期內溢利/(虧損)淨額

	截至三月三十一日止年度			截至十二月三十一日 止九個月	
	二零零八年	二零零九年	二零一零年	二零零九年	二零一零年
	美元	美元	美元	美元	美元
				(未經審核)	
核數師酬金	246,920	177,806	269,174	104,820	105,587
已確認為開支的存貨成本	79,641	139,992	214,946	161,614	61,925

24. 經營活動產生的現金

	截至三月三十一日止年度			截至十二月三十一日 止九個月	
	二零零八年	二零零九年	二零一零年	二零零九年	二零一零年
	美元	美元	美元	美元	美元
				(未經審核)	
除所得稅前溢利／(虧損)	14,740,824	29,366,746	10,324,204	10,153,345	(2,928,756)
折舊、耗損及攤銷	21,768,844	10,877,983	15,849,507	8,606,932	12,188,989
累計開支	254,572	449,025	448,351	332,415	367,370
地質及地球物理開支	6,586,790	4,665,269	641,205	354,478	7,445,260
出售物業、廠房及設備 虧損	54,744	4,211	58,724	57,227	7,184
出售無形資產虧損	671	-	-	-	-
其他應收款項減值虧損撥備	135,502	-	-	-	-
儲蓄賬戶利息收入	(78,988)	(244,166)	(272,809)	(150,859)	(282,017)
財務租賃利息開支	-	-	23,060	-	66,843
利息開支	5,207,907	6,422,886	6,378,396	4,826,789	4,573,982
撇銷存貨	79,641	139,992	214,946	161,614	61,925
未變現外匯(收益)／虧損	60,575	(2,989,782)	396,329	361,473	206,278
營運資金波動／變動前 經營現金流量	48,811,082	48,692,164	34,061,913	24,703,414	21,707,058
營運資金變動：					
存貨	(72)	(147)	2,134	(293)	319
應收及其他應收款項	(5,470,308)	3,863,241	(5,110,051)	(3,118,204)	(2,630,832)
應付及其他應付款項	13,423,593	3,397,700	(6,368,487)	(4,085,932)	13,362,064
經營產生的現金	<u>56,764,295</u>	<u>55,952,958</u>	<u>22,585,509</u>	<u>17,498,985</u>	<u>32,438,609</u>

25. 承諾及或有負債

(a) 哈薩克斯坦共和國政府的過往投資

哈薩克斯坦共和國政府過往於 貴公司於該等物業的權益前對ADE區塊、東南地區及西北區塊分別作出勘探、鑽井及基礎設施建設項目投資5,994,200美元、5,350,680美元及5,372,076美元。當及倘 貴公司申請及當及倘其獲授ADE區塊、東南地區或西北區塊的商業生產權利時， 貴公司將需要開始向政府償還該等過往投資。還款條款將於 貴公司獲授商業生產權利時磋商。

(b) 資本開支承擔

於二零零八年六月延長授予 貴公司的勘探期前，其底土勘探合約的條款規定 貴公司於二零零九年七月三十一日前對ADE區塊的勘探活動花費合共4,880萬美元。

就於二零零八年六月及十月授出的延長而言，貴公司的資本開支規定已被修訂。為保留其合約項下的權利，貴公司必須於二零一零年一月九日前花費910萬美元。此外，貴公司必須於二零一零年一月十日至二零一一年一月九日之間花費額外2,150萬美元、於二零一一年一月十日及二零一二年一月九日之間花費額外2,720萬美元、於二零一二年一月十日及二零一三年一月九日之間花費額外1,480萬美元。

於截至二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日止年度及截至二零一零年十二月三十一日止九個月，貴公司於勘探活動分別支出合共1.828億美元、2.595億美元、2.894億美元及3.37億美元。

(c) 於控制權終止或變動時的潛在付款

貴公司其中九名僱員的僱用協議規定於貴公司終止僱傭合約或控制權變動時的潛在付款。董事估計，倘所有該等僱傭合約於二零一零年十二月三十一日終止，貴公司將須支付合共658,600美元，包括所有其他潛在補償。

(d) 經營租約承諾

於二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日及二零一零年十二月三十一日，貴公司根據不可撤銷經營租約項下的未來最低租賃付款的承擔如下：

	於三月三十一日			於十二月三十一日
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	二零一零年 美元
一年以內	239,076	146,453	-	-
第二年至第五年 (包括首尾兩年)	179,307	-	-	-
	<u>418,383</u>	<u>146,453</u>	<u>-</u>	<u>-</u>

經營租賃付款指貴公司就使用若干於二零零九年十二月三十一日屆滿的土地、集裝箱及樓宇應付的租金。其後，貴公司並無就其他重大經營租約安排作出承諾。

26. 與關聯方的交易及結餘

(a) 與關聯方的交易及結餘如下：

	截至三月三十一日止年度			截至十二月三十一日止九個月	
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元
與下列各方的交易：					
Geo Seismic Service LLP (i)	-	-	-	-	5,699,099
Term Oil LLC (ii)	<u>96,541</u>	<u>221,903</u>	<u>254,427</u>	<u>72,703</u>	<u>73,384</u>

(i) 於二零一零年三月三十一日，BMB就將由Geo Seismic Service LLP (「Geo Seismic」) 進行的3D地質勘測訂立一份協議。Toleush Tolmakov先生為貴公司總經理(於二零一零年十二月一日辭任)及為母公司逾10%發行在外普通股的持有人，為Geo Seismic 30%權益的擁有人。

該協議規定，Geo Seismic將對貴公司西北區塊面積約為96平方公里的Begesh、Aday、North Aday及West Aksaz構造進行3D地質勘測活動。作為提供該等服務的代價，貴公司

將支付570,000,000哈薩克斯坦堅戈(3,800,000美元)予Geo Seismic。作為哈薩克斯坦堅戈付款的替代方案，貴公司可全權酌情選擇交付母公司普通股中的受限制股份，有關股份按下列議定價值中的較高者計值：(i)母公司普通股於貴公司最終驗收3D地質勘測前五日的平均收市價；或(ii)每股2.00美元。作為悉數支付將予交付的母公司股份最高數已訂約不超過1,900,000股受限制普通股。3D地質勘測已於二零一零年七月完成。

(ii) 貴公司自Term Oil LLC租賃底層燃料庫及其他石油燃料儲存設施倉庫。貴公司已就二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日及二零一零年十二月三十一日分別向Term Oil LLC支付墊款零美元、15,006美元、101,048美元及28,890美元。貴公司的總董事Toleush Tolmakov於有關期間至二零一零年十二月一日為Term Oil LLC的擁有人。

(iii) 於二零零九年六月二十六日，母公司與Simage Limited(一家英屬處女群島國際商業公司，「Simage」)訂立債務購買協議。Simage為一家由Toleush Tolmakov擁有的公司。於債務購買協議日期前，Simage已透過指讓收購結欠貴公司第三方借貸人的若干應付賬款5,973,185美元(「責任」)。根據債務購買協議的條款，Simage向母公司指讓有關責任的一切權利、擁有權及權益，以換取發行2,986,595股母公司普通股。

於二零零九年十二月十四日，貴公司與母公司訂立額外協議。由於母公司就貸款協議對貴公司負債9,970,000美元，而貴公司因Simage與母公司的額外協議而對母公司負債5,001,418美元，該等金額已被除淨，而貴公司於截至二零一零年三月三十一日止年度內將金額5,001,418美元計入自母公司借取的貸款。

由於該等協議，貴公司已有效地解除應付金額責任達5,973,185美元。貴公司已將此債務購買協議視作與關聯方交易，因此Simage乃由貴公司總董事Toleush Tolmakov於有關期間至二零一零年十二月一日擁有。

(b) 計入應收及其他應收款項的應收關聯方款項：

	於三月三十一日			於二零一零年
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	十二月 三十一日 美元
Term Oil LLC	-	15,006	101,048	28,890
年／期內最高尚未償還金額	-	719,226	151,487	99,013

(c) 計入應付及其他應付款項的應付關聯公司款項：

	於三月三十一日			於二零一零年
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	十二月 三十一日 美元
Geo Seismic Service LLP	-	-	-	3,867,028
Term Oil LLC	53,624	-	-	-

與Geo Seismic Service LLP的結餘主要來自附註26(a)(i)所述的3D地質勘測。Term Oil LLC結餘主要與租賃底層燃料庫及其他石油燃料儲存設施、倉庫及辦公室有關。應收／(付)Term Oil LLC金額為無抵押、免息及須按要求償還。

(d) 主要管理人員酬金載列如下：

	截至三月三十一日止年度			截至十二月三十一日 止九個月	
	二零零八年	二零零九年	二零一零年	二零零九年	二零一零年
	美元	美元	美元	美元	美元
開支					
工資、薪金及津貼	243,398	350,358	286,504	216,752	258,582
養老金開支	21,288	32,971	30,171	22,992	19,742
福利及其他費用	57,193	158,402	77,505	67,201	59,809
合計	<u>321,879</u>	<u>541,731</u>	<u>394,180</u>	<u>306,945</u>	<u>338,133</u>
應計負債	<u>28,046</u>	<u>48,151</u>	<u>28,653</u>	<u>13,159</u>	<u>70,778</u>

27. 主要非現金交易

截至二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日止年度及截至二零零九年及二零一零年十二月三十一日止九個月期間，貴公司轉撥賬面值分別約17,537,750美元、17,316,685美元、524,694美元及1,620,769美元的若干物料及供應品（計入存貨）至物業、廠房及設備。

28. 報告期後事項

於二零一一年二月十四日，母公司與香港上市公司及其附屬公司Palaeontol B.V.（買方）訂立購買協議，據此，其同意出售其於其唯一經營附屬公司（貴公司）的全部權益。香港上市公司為一家香港聯交所上市公司（香港聯交所：1555），以產品分成合同項下的總產量計算，為中華人民共和國領先的上游陸上石油公司。初步購買價為1.7億美元，並可予以作出多項完成調整。就銷售而言，貴公司以母公司為受益人訂立的所有公司內票據將轉讓予買方。

29. 註冊資本

	於三月三十一日			於二零一零年 十二月 三十一日
	二零零八年	二零零九年	二零一零年	三十一日
	美元	美元	美元	美元
母公司出資	<u>500</u>	<u>500</u>	<u>500</u>	<u>500</u>

貴公司為有限公司，其已發行及尚未繳付參股權益為500美元，由母公司BMB Munai, Inc.擁有100%。

結算日後財務報表

貴公司未就 貴公司於二零一零年十二月三十一日以後任何期間編製經審核財務報表。截至本報告日期， 貴公司並無就二零一零年十二月三十一日後任何期間宣派、作出或派付任何股息或分派。

此致

MI能源控股有限公司董事會

BMB Munai, Inc.董事會 台照

天職香港會計師事務所有限公司

執業會計師

香港，二零一一年四月十八日

B. 目標公司的管理層討論及分析

下文載列的Emir-Oil經選定歷史財務數據已摘錄自Emir-Oil截至二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日止年度以及截至二零零九年及二零一零年十二月三十一日止九個月的經審核財務報表。中期期間的業務不應被視作對任何其他期間或整個財政年度的業務具指示性。所有數據須與本通函所載的綜合財務報表及綜合財務報表附註一併閱讀。

	截至三月三十一日止年度			截至十二月三十一日 止九個月	
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元 (未經審核)
綜合收益表：					
收益	60,196,625	69,616,875	57,274,526	41,735,735	41,638,143
經營開支					
採購、服務及其他	1,957,645	2,723,331	3,935,482	3,173,563	2,894,172
地質及地球物理開支	6,586,790	4,665,269	641,205	354,478	7,445,260
員工薪酬成本	2,893,483	3,608,239	2,927,939	2,400,436	3,152,682
拆舊、耗損及攤銷	21,669,003	10,641,963	15,638,479	8,448,422	12,028,082
經營租賃開支	2,167,533	2,808,661	1,244,125	880,851	990,560
管理費用	2,901,098	2,789,265	1,841,051	1,314,409	1,817,249
稅項(所得稅除外)	1,557,388	9,509,744	13,542,468	9,502,812	11,500,033
撇銷存貨	79,641	139,992	214,946	161,614	61,925
其他開支	319,036	102,003	368,444	249,840	58,578
總經營開支	40,131,617	36,988,467	40,354,139	26,486,425	39,948,543
經營溢利	20,065,008	32,628,408	16,920,387	15,249,310	1,689,600
財務收入	78,988	3,233,948	272,809	150,859	282,017
財務費用	(5,403,172)	(6,495,610)	(6,868,992)	(5,246,824)	(4,900,373)
淨財務(費用)/收入	(5,324,184)	(3,261,662)	(6,596,183)	(5,095,965)	(4,618,356)
除所得稅前溢利/(虧損)	14,740,824	29,366,746	10,324,204	10,153,345	(2,928,756)
所得稅(開支)/利益	(7,060,210)	(2,212,820)	2,562,322	865,068	1,600,975
年/期內淨(虧損)/溢利	7,680,614	27,153,926	12,866,256	11,018,413	(1,327,781)

	於三月三十一日			於十二月三十一日
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	二零一零年 美元
財務狀況表：				
物業、廠房及設備	128,585,815	178,765,039	174,395,286	179,724,828
存貨	11,002,684	13,989,643	13,714,952	13,894,381
非流動資產	160,256,965	195,916,610	192,146,109	199,642,280
現金及現金等價物	2,122,730	2,393,216	3,448,001	3,000,565
流動資產	10,286,623	8,459,304	13,756,709	14,683,258
資產總值	170,543,588	204,375,914	205,902,818	214,325,538
擁有人權益總額	17,589,276	42,268,569	52,487,765	49,089,866
應付母公司款項	115,473,193	118,519,920	115,901,015	110,647,375
非流動負債	130,714,915	143,097,981	145,410,233	143,657,168
流動負債	22,239,397	19,009,364	8,004,820	21,578,504
負債總額	152,954,312	162,107,345	153,415,053	165,235,672
權益及負債總額	170,543,588	204,375,914	205,902,818	214,325,538

	截至十二月三十一日				
	截至三月三十一日止年度			止九個月	
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元

其他財務資料：

EBITDA ⁽¹⁾	41,734,011	43,270,371	32,558,866	23,697,732	13,717,682
經調整EBITDA ⁽¹⁾	48,845,931	48,528,868	33,922,092	24,603,466	21,599,421

- (1) EBITDA指除財務收入、財務費用、所得稅及折舊、耗損及攤銷前盈利。經調整EBITDA指經調整以扣除非現金項目，如應收款項減值虧損、撇銷存貨、出售物業、廠房及設備及無形資產虧損、累計開支及地質及地球物理開支（由於其勘探性質）。

Emir-Oil加載EBITDA及，經調整EBITDA乃由於其相信EBITDA為油氣行業常用的財務計量。EBITDA及經調整EBITDA乃由管理層用作補充財務計量，以評估Emir-Oil相較其他Emir-Oil所在行業內的其他公司的經營表現、現金流量及資本回報，以及Emir-Oil取得融資的能力。然而，EBITDA及，經調整EBITDA不可獨立於經營溢利或任何其他表現計量予以考慮，亦不可被詮釋為Emir-Oil經營表現或盈利能力的指標。EBITDA及，經調整EBITDA並不並不計及稅項、財務收入、財務費用及其他非經營性現金開支。EBITDA及經調整EBITDA並無考慮可能導致Emir-Oil須就任何目的而保留及分配資金的任何業務的功能或法定要求。Emir-Oil的EBITDA及經調整EBITDA未必能夠與另一公司的類似種類計量比較，因此所有公司均未必以相同方式計算EBITDA及經調整EBITDA。

下表載列EBITDA及經調整EBITDA與各所示期間淨溢利的對賬：

	截至十二月三十一日				
	截至三月三十一日止年度			止九個月	
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元
年內淨(虧損)/溢利	7,680,614	27,153,926	12,886,526	11,018,413	(1,327,781)
加：					
所得稅利益	7,060,210	2,212,820	(2,562,322)	(865,068)	(1,600,975)
財務費用	5,324,184	3,261,662	6,596,183	5,095,965	4,618,356
折舊、耗損及攤銷	<u>21,669,003</u>	<u>10,641,963</u>	<u>15,638,479</u>	<u>8,448,422</u>	<u>12,028,082</u>
EBITDA	<u>41,734,011</u>	<u>43,270,371</u>	<u>32,558,866</u>	<u>23,697,732</u>	<u>13,717,682</u>
加：					
地質及地球物理開支	6,586,790	4,665,269	641,205	354,478	7,445,260
應收賬款減值虧損	135,502	-	-		
撇銷存貨	79,641	139,992	214,946	161,614	61,925
出售物業、廠房及 設備虧損	54,744	4,211	58,724	57,227	7,184
出售無形資產虧損	671	-	-		
資產棄置義務累計開支	<u>254,572</u>	<u>449,025</u>	<u>448,351</u>	<u>332,415</u>	<u>367,370</u>
經調整EBITDA	<u>48,845,931</u>	<u>48,528,868</u>	<u>33,922,092</u>	<u>24,603,466</u>	<u>21,599,421</u>

影響經營業績的因素

影響Emir-Oil於回顧期間內的經營業績的主要因素如下：

- Emir-Oil的原油銷售已佔其於回顧期間內的絕大部分收益。Emir-Oil就其原油收取的收益乃受到：(i)國際原油(即布倫特原油)價格波動；及(ii)就運輸開支、運費及其他開支的價格折讓(在有關折讓後代表Emir-Oil的原油買賣的變現價格)影響。

- Emir-Oil根據勘探合約經營其勘探及生產原油。勘探合約已經及將會繼續因合約條款及範疇、開支承諾、申請商業生產權利的能力以及就任何過往投資向政府還款而影響Emir-Oil的經營業績。
- Emir-Oil生產的全部原油均被出售。Emir-Oil出口幾乎全部試產出售品的予Titan Oil。因此，Emir-Oil能夠生產的油量直接影響其收益。
- 由於原油價格乃按報價定價基準得出，Emir-Oil控制成本及開支的能力對其盈利能力至關重要。Emir-Oil的銷售成本包括多項成本及開支，包括採購、服務及其他開支、地質及地球物理開支、員工薪酬開支、折舊、耗損及攤銷、經營租賃開支、管理費用以及稅項（所得稅除外），如租賃出口稅及關稅、礦物開採稅及應付哈薩克斯坦共和國政府礦區使用費

石油及天然氣行業屬週期性，而油田公司、供應商及與行業相關的其他方對貨品及服務的需求對經濟穩定性及業內定價結構構成極大壓力。一般而言，隨著石油及天然氣價格上升，所有相關成本亦隨之增加。價格的重大變動對收益、估計未來儲量、銀行貸款的借款基準計算及買賣交易的財產價值均有影響。價格的重大變動可影響油氣公司的價值以及其籌措資金、借取金錢及挽留人員的能力。此外，全球政治不穩、經濟、地方法律及稅務變動、獲容許出口海外的油量減少、天氣及Emir-Oil控制以外的其他因素亦可能會對原油供需以及Emir-Oil的經營業績造成影響。

重大會計政策

下述政策被視為在了解編製Emir-Oil的財務報表方面所涉及的估計及判斷而言至關重要者。該等估計及判斷以及相關風險的影響乃於整個Emir-Oil的管理層討論及分析內討論，而有關政策影響其呈報及預期財務業績。估計及判斷會被定期評估，並按歷史經驗及其他因素得出，包括對在該等情況下相信屬合理的未來事件預期。

已探明石油儲量的估計

已探明儲量為透過分析地球科學及工程數據，於明確的經濟條件、操作方法及政府法規下，從特定未來日期起自己知油藏以合理確信估計可商業開採回收的石油數量。經濟條件包括考慮僅由合同安排規定的現有價格變動，惟日後條件引致的增長除外。探明已開發產油儲量為預期將從完井層段開採的儲量，而該完井層段在作出估計時處於開放及產油狀態。探明未開發儲量為通過未來投資預期採出的油氣數量，包括開採已知油藏的未鑽區域的新井，延伸現有井至不同（但為已知）的油藏，或通過加密井提高採收率。

Emir-Oil的儲量估計乃就各油田而編製，僅包括其認為可於現時經濟及操作條件下合理生產的原油。

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

已探明儲量乃Emir-Oil投資決策過程中的關鍵元素，其亦為減值測試的重要元素。Emir-Oil將其已探明儲量分為兩類：探明已開發產油儲量及探明未開發儲量。探明已開發產油儲量用於計算Emir-Oil財務報表所載有關油氣生產活動的物業、廠房及設備基於產量法的折舊、耗損及攤銷。探明已開發產油儲量減少將增加折舊、耗損及攤銷費用（假設產量不變），並減少淨溢利。已探明儲量估計可根據新資料（例如來自開發鑽探及生產活動或來自產品價格、合同條款或開發計劃等經濟因素變動）予以向上或向下修訂。一般而言，自開發及生產活動取得新資料而導致石油儲量技術成熟度變動以及油價變動已傾向成為年度修訂的最重要起因。

物業、廠房及設備估計減值

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

資產棄置義務（「資產棄置義務」）的估計

撥備乃就在產品分成合同屆滿前終止營運的油氣資產未來的棄用及復用予以確認，確認的撥備金額為Emir-Oil預期將產生的估計日後支出的現值。日後支出的估計乃基於現時當地條件及規定，包括法律規定、技術及價格水平等。除該等因素外，該等估計日後支出的現值亦受油氣資產經濟年期估計的影響。任何該等估計變動將影響Emir-Oil於油氣資產剩餘經濟年期的經營業績及財務狀況。

歷史業務回顧

截至二零一零年十二月三十一日止九個月與截至二零零九年十二月三十一日止九個月的比較

收益

石油銷售

Emir-Oil根據其現有勘探合約自出售測產中收回的石油產生收益。於截至二零一零年十二月三十一日止九個月，Emir-Oil的石油生產較截至二零零九年十二月三十一日止九個月減少15%，乃由於生產利自然下跌、井停工以及於石油儲存設施的維修及改善工程。

截至二零一零年十二月三十一日止九個月，Emir-Oil自石油銷售實現收益40,687,364美元，而於截至二零零九年十二月三十一日止九個月則為41,735,735美元。石油銷售下跌3%的主要因素為銷量因生產較截至二零零九年十二月三十一日止九個月下跌而減少20%，其僅由已售石油所實現的售價較截至二零零九年十二月三十一日止九個月增加22%部分抵銷。於截至二零零九年及二零一零年十二月三十一日止九個月，Emir-Oil分別出口其94%及98%的石油至海外，並就該等銷售實現國際價格。來自

向海外銷售石油的收益分別佔Emir-Oil於截至二零零九年及二零一零年十二月三十一日止九個月的總收益的97%及99%。

已實現平均油價於截至二零一零年十二月三十一日止九個月為每桶64.92美元，而於截至二零零九年十二月三十一日止九個月則為每桶53.16美元。於截至二零一零年十二月三十一日止九個月，出口銷售的已實現平均油價為每桶65.57美元，而地方銷售則為每桶23.86美元，而於截至二零零九年十二月三十一日止九個月，出口銷售的已實現平均油價為每桶55.05美元，而地方銷售則為每桶23.96美元。Emir-Oil於截至二零一零年十二月三十一日止九個月的石油銷量為626,741桶，而於截至二零零九年十二月三十一日止九個月則為785,044桶。於截至二零一零年十二月三十一日止九個月，Emir-Oil的出口銷量及地方銷量分別為617,028桶及9,713桶，而於截至二零零九年十二月三十一日止九個月的出口銷量及地方銷量則分別為737,490桶及47,554桶。

天然氣銷售

Emir-Oil於二零一零年五月開始自向地方市場出售天然氣實現收益。天然氣產量及銷量於截至二零一零年十二月三十一日止九個月分別達27.4千立方米及23.3千立方米。於截至二零一零年十二月三十一日止九個月，Emir-Oil自天然氣銷售實現收益950,779美元。已實現平均天然氣價格於截至二零一零年十二月三十一日止九個月為每千立方米40.73美元。於二零一零年五月前，Emir-Oil並無自天然氣銷售實現收益，因此自天然氣銷售實現的金額並不重大，故乃計入來自銷售石油的收益。

開支

Emir-Oil的經營開支由截至二零零九年十二月三十一日止九個月的26,486,425美元增加13,462,118美元或51%至截至二零一零年十二月三十一日止九個月的39,948,543美元，主要由於地質及地球物理開支、折舊、耗損及攤銷以及稅項（所得稅除外）增加。

- **採購、服務及其他開支。**採購、服務及其他開支由截至二零零九年十二月三十一日止九個月的3,173,563美元減少279,391美元或9%至截至二零一零年十二月三十一日止九個月的2,894,172美元，主要由於生產及銷量下跌。
- **地質及地球物理開支。**地質及地球物理開支由截至二零零九年十二月三十一日止九個月的354,478美元增加7,090,782美元或2,000%至截至二零一零年十二月三十一日止九個月的7,445,260美元，主要由於截至二零一零年十二月三十一日止九個月內在西北地區進行3D地質勘測產生的開支所致。
- **員工薪酬成本。**員工薪酬成本由截至二零零九年十二月三十一日止九個月的2,400,436美元增加752,246美元或31%至截至二零一零年十二月三十一日

止九個月的3,152,682美元，主要由於截至二零一零年十二月三十一日止九個月進行薪酬評價及向員工支付花紅。

- *折舊、耗損及攤銷*。折舊、耗損及攤銷截至二零零九年十二月三十一日止九個月的8,448,422美元增加3,579,660美元或42%至截至二零一零年十二月三十一日止九個月的12,028,082美元，主要由於截至二零一零年十二月三十一日止期間內的估計儲量減少以及油氣資產略為增加。
- *經營租賃開支*。經營開支由截至二零零九年十二月三十一日止九個月的880,851美元增加109,709美元或12%至截至二零一零年十二月三十一日止九個月的990,560美元，主要由於二零一零年八月至十一月之間對石油儲存設施進行重大翻新及修葺工程，其需要租賃額外特殊機器貨車。
- *管理費用*。管理費用由截至二零零九年十二月三十一日止九個月的1,314,409美元增加502,842美元或38%至截至二零一零年十二月三十一日止九個月的1,817,251美元，主要由於已產生物業稅632,246美元，由因減少氣體燃燒而作出環境控制義務付款（根據哈薩克斯坦共和國氣體燃燒稅法，其乃由所有位於哈薩克斯坦的油氣公司應付）減少159,364美元。
- *稅項（所得稅除外）*。稅項（所得稅除外）由截至二零零九年十二月三十一日止九個月的9,502,812美元增加1,997,221美元或21%至截至二零一零年十二月三十一日止九個月的11,500,033美元，主要由於油價增加，其影響租賃出口稅的稅基計算。此外，哈薩克斯坦共和國政府於二零一零年七月頒佈決議案，其就多項產品重新實行出口關稅，包括原油。

租賃出口稅乃按出口售價計算，可低至0%（倘出口售價少於每桶40美元）及高至32%（倘出口售價超過每桶190美元）。截至二零一零年十二月三十一日止九個月的適用稅率介乎16%至17%，根據全球油價的變動而定。截至二零一零年十二月三十一日止九個月，已付予哈薩克斯坦共和國政府的租賃出口稅達8,214,750美元，而於截至二零零九年十二月三十一日止九個月則達6,945,938美元。增加1,268,812美元乃由於全球油價大幅上升，其導致相關期間之間的稅基增加26%。此外，稅務委員會規定按全球價格得出波動稅率。因此，油價上升30%令稅率由截至二零零九年十二月三十一日止九個月的11%增至截至二零一零年三月三十一日止年度的17%，其導致已付實際稅項增加64%。

於二零一零年七月，政府頒佈決議案，其就多項產品重新實行出口關稅，包括原油。Emir-Oil於二零一零年九月須繳納出口關稅。出口關稅乃按每

噸20美元的固定稅率或出口每桶約2.60美元計算得出。因此，Emir-Oil於截至二零一零年十二月三十一日止九個月產生出口關稅736,013美元。Emir-Oil於截至二零零九年十二月三十一日止九個月毋須繳納出口關稅。

下表概述截至二零零九年及二零一零年十二月三十一日止九個月的稅項（所得稅除外）：

	截至十二月三十一日止九個月	
	二零零九年 美元	二零一零年 美元
稅項（所得稅除外）：		
礦物開採稅	2,556,874	2,549,270
租賃出口稅	6,945,938	8,214,750
租賃出口關稅	—	736,013
	9,502,812	11,500,033

- **撇銷存貨。**撇銷存貨由截至二零零九年十二月三十一日止九個月的161,614美元減少99,689美元或62%至截至二零一零年十二月三十一日止九個月的61,925美元，主要由於就汽車維修的管理人員產生的開支較少。
- **其他虧損。**其他虧損由截至二零零九年十二月三十一日止九個月的249,840美元減少191,262美元或77%至截至二零一零年十二月三十一日止九個月的58,578美元，主要由於截至二零一零年十二月三十一日止九個月的其他開支減少及出售物業、廠房及設備虧損下跌。

經營溢利

Emir-Oil的經營溢利由截至二零零九年十二月三十一日止九個月的15,249,310美元減少13,559,710美元或89%至截至二零一零年十二月三十一日止九個月的1,689,600美元。該下跌主要由於經營開支大幅增加所致。

淨財務費用

Emir-Oil的淨財務費用由截至二零零九年十二月三十一日止九個月的5,095,965美元減少477,609美元或9%至截至二零一零年十二月三十一日止九個月的4,618,356美元。該下跌主要由於來自賣方向Emir-Oil提供的貸款的利息開支減少所致。

除所得稅前溢利／虧損

Emir-Oil的除所得稅前虧損於截至二零一零年十二月三十一日止九個月為2,928,756美元，而於截至二零零九年十二月三十一日止九個月則為除所得稅前溢利10,153,345美元。由截至二零零九年十二月三十一日的除所得稅前溢利止九個月轉變為截至二零一零年十二月三十一日止九個月的除所得稅前虧損，乃由於地質及地球物理開支增加、折舊、耗損及攤銷增加以及稅項（所得稅除外）增加所致。

所得稅利益

Emir-Oil的所得稅利益於截至二零一零年及二零零九年十二月三十一日止九個月分別為1,600,975美元及865,068美元。Emir-Oil的收入所示的所得稅利益指遞延稅項利益。

淨溢利／虧損

鑒於上文所述，Emir-Oil於截至二零一零年十二月三十一日止九個月的淨虧損為1,327,781美元，而於截至二零零九年十二月三十一日止九個月的淨溢利則為11,018,413美元。由截至二零零九年十二月三十一日止九個月的淨溢利轉變為截至二零一零年十二月三十一日止九個月的淨虧損達12,346,194美元或112%。

截至二零一零年三月三十一日止年度與截至二零零九年三月三十一日止年度的比較**收益**

截至二零一零年三月三十一日止年度，Emir-Oil實現來自銷售石油的收益57,274,526美元，而於截至二零零九年三月三十一日止年度則為69,616,875美元。截至二零一零年三月三十一日止年度的收益下跌18%的因素為Emir-Oil就石油銷售收取的每桶價格下降15%及截至二零一零年三月三十一日止年度的銷量較截至二零零九年三月三十一日止年度有所下降。截至二零一零年三月三十一日止年度，Emir-Oil的石油生產較截至二零零九年三月三十一日止年度下跌64,674桶或6%。

已實現平均油價於截至二零一零年三月三十一日止年度，為每桶55.28美元，而於截至二零零九年三月三十一日止年度則為每桶64.84美元。於截至二零一零年三月三十一日止年度，出口銷售的已實現平均油價為每桶56.79美元，而地方銷售則為每桶23.96美元，而於截至二零零九年三月三十一日止年度，出口銷售的已實現平均油價為每桶75.89美元，而地方銷售則為每桶18.76美元。Emir-Oil於截至二零一零年三月三十一日止年度的石油總銷量為1,036,070桶，而於截至二零零九年三月三十一日止年度則為1,073,754桶，同比下降4%。於截至二零一零年三月三十一日止年度，Emir-Oil的出口銷量及地方銷量分別為988,517桶及47,554桶，而於截至二零零九年三月三十一日止年度的出口銷量及地方銷量則分別為866,055桶及207,699桶，分別錄得同比下降12%及同比增長337%。

截至二零零九年及二零一零年三月三十一日止年度，Emir-Oil分別出口其81%及95%的石油至海外，並就該等銷售實現國際價格。來自向海外銷售石油的收益分別佔Emir-Oil於截至二零零九年及二零一零年三月三十一日止年度的總收益的94%及98%。

誠如上文所討論，Emir-Oil的收益對就Emir-Oil的石油所收取的價格的變動敏感。全球政治不穩、經濟、地方法律及稅務變動、Emir-Oil獲許可出口海外的油量減少、天氣及Emir-Oil控制以外的其他因素亦可能會對原油供需及收益造成影響。

開支

Emir-Oil's經營開支由截至二零零九年三月三十一日止年度的36,988,467美元增加3,365,672美元或9%至截至二零一零年三月三十一日止年度的40,354,139美元，主要由於折舊、耗損及攤銷增加及稅項（所得稅除外）增加，其由地質及地球物理開支減少及經營租賃開支減少所抵銷。

- **採購、服務及其他開支。**採購、服務及其他開支由截至二零零九年三月三十一日止年度的2,723,331美元增加1,212,151美元或45%至截至二零一零年三月三十一日止年度的3,935,482美元，主要由於自第三方採購輕質原油作混合用途的金額877,603美元。於截至二零一零年九月三十日及十二月三十一日止季度，生產高質油的油井出現大量油井維修運作，導致優質石油整體減產，故Emir-Oil購買輕質原油摻和所生產的石油，令原油的質量達至布倫特水平。於截至二零零九年三月三十一日止年度，所生產的石油質量符合布倫特標準，故毋須改善原油質量。
- **地質及地球物理開支。**地質及地球物理開支由截至二零零九年三月三十一日止年度的4,665,269美元減少4,024,064美元或86%至截至二零一零年三月三十一日止年度的641,205美元，主要由於截至二零一零年三月三十一日止年度內修訂鑽探計劃。Emir-Oil減少地質及地球物理開支，其與鑽探計劃減少一致。
- **員工薪酬成本。**員工薪酬成本由截至二零零九年三月三十一日止年度的3,608,239美元減少680,300美元或19%至截至二零一零年三月三十一日止年度的2,927,939美元，主要由於，主要由於截至二零零九年三月三十一日止年度的薪酬修訂及裁減41名非管理人員，乃由於油價大幅下跌、縮減鑽探營運、財政不穩及全球金融危機的其他後果所致。
- **折舊、耗損及攤銷。**折舊、耗損及攤銷由截至二零零九年三月三十一日止年度的10,641,963美元增加4,996,516美元或47%至截至二零一零年三月三十一日止年度的15,638,479美元，主要由於耗損開支增加，其增加乃由於估計石油儲量減少。

- **經營租賃開支。**經營開支由截至二零零九年三月三十一日止年度的2,808,661美元減少1,564,536美元或56%至截至二零一零年三月三十一日止年度的1,244,125美元，主要由於Emir-Oil所生產及運輸的油量減少，以及Emir-Oil推行削減成本政策的後果。據此，Emir-Oil與其各營運租賃服務的供應商重新協商其服務協議，故經營開支減少約20%。
- **管理費用。**管理費用由截至二零零九年三月三十一日止年度的2,789,265美元減少948,214美元或34%至截至二零一零年三月三十一日止年度的1,841,051美元，主要由於環境控制的義務付款減少，其乃由於氣體利用設施投入運作而減少，該設施使Emir-Oil得以於截至二零一零年三月三十一日止年度內大幅減少氣體燃燒。
- **稅項 (所得稅除外)。**稅項 (所得稅除外) 由截至二零零九年三月三十一日止年度的9,509,744美元增加4,032,724美元或42%至截至二零一零年三月三十一日止年度的13,542,468美元，主要由於哈薩克斯坦共和國政府於二零零九年一月一日引入租賃出口稅及礦物開採稅。

二零一零年財政年度的租賃出口稅稅率介乎11%至16%，按全球油價的變動而定。於截至二零一零年三月三十一日止年度，目標公司支付予哈薩克斯坦共和國政府的租賃出口稅為10,032,857美元，而於截至二零零九年三月三十一日止年度則為515,032美元。該增加乃由於二零一零年財政年度內的已實現油價上升，以及Emir-Oil於截至二零零九年三月三十一日止年度的首三個財政季度內毋須繳納租賃出口稅。

礦物開採稅取代Emir-Oil根據過往稅務守則支付的礦區使用費。此稅項的稅率取決於年度生產量。新守則現時規定就已售出口市場的生產按5%稅率徵收礦物開採稅，並就已售地方市場的生產按2.5%稅率徵收稅項。於截至二零一零年三月三十一日止年度，已付礦物開採稅為3,509,611美元，較於截至二零零九年三月三十一日止年度支付的467,359美元增加581%。該增長乃由於Emir-Oil於截至二零零九年三月三十一日止年度的首三個財政季度內毋須繳納礦物開採稅。

於截至二零零九年三月三十一日止年度，於引入租賃出口稅及礦物開採稅前，Emir-Oil須繳納礦區使用費及租金出口關稅。Emir-Oil於二零零八年六月須繳納租金出口關稅。然而，於二零零八年十二月，哈薩克斯坦共和國政廢除出口關稅，自二零零九年一月二十六日起生效。由於出口關稅被廢除，Emir-Oil於截至二零一零年三月三十一日止年度並無支付出口關稅，而於截至二零零九年三月三十一日止年度則支付6,783,279美元。於截至二零零九年三月三十一日止年度，Emir-Oil支付礦區使用費1,744,075美元。礦區使用費費率乃由哈薩克斯坦共和國稅局設定，並按根據生產率得出，

Emir-Oil有權按礦區使用費費率2%生產及出售石油及天然氣。礦區使用費自二零零九年一月一日起被礦物開採稅取代。因此，Emir-Oil於截至二零一零年三月三十一日止年度毋須繳納礦區使用費。

下表概述截至二零零九年及二零一零年三月三十一日止年度的稅項（所得稅除外）：

	截至三月三十一日止年度	
	二零零九年 美元	二零一零年 美元
稅項（所得稅除外）：		
礦區使用費	1,744,075	—
礦物開採稅	467,359	3,509,611
租賃出口稅	515,031	10,032,857
租賃出口關稅	6,783,279	—
	<u>9,509,744</u>	<u>13,542,468</u>

- **撇銷存貨。**Emir-Oil的撇銷存貨由截至二零零九年三月三十一日止年度的139,992美元增加74,954美元或54%截至二零一零年三月三十一日止年度的214,946美元，主要由於就行政人員維修汽車所致。
- **其他虧損。**Emir-Oil的其他虧損由截至二零零九年三月三十一日止年度的102,003美元增加266,441美元或261%至截至二零一零年三月三十一日止年度的368,444美元，主要由於二零一零年財政年度內的其他開支增加、銷售存貨已實現虧損及出售廠房、物業及設備虧損增加。

經營溢利

Emir-Oil的經營溢利由截至二零零九年三月三十一日止年度的32,628,408美元減少15,708,021美元或48%至截至二零一零年三月三十一日止年度的16,920,387美元。該下跌乃由於收益減少，加上經營開支增加所致。

淨財務費用

Emir-Oil的淨財務費用由截至二零零九年三月三十一日止年度的3,261,662美元增加3,334,521美元或102%至截至二零一零年三月三十一日止年度的6,596,183美元。該增長主要由於Emir-Oil實現匯兌收益2,989,782美元，其乃主要來自於二零零九年財政年度內以哈薩克斯坦堅戈列值的應付賬款重估，於二零一零年財政年度並無有關重估。

除所得稅前溢利

Emir-Oil於截至二零零九年及二零一零年三月三十一日止年度的除所得稅前溢利分別為29,366,746美元及10,324,204美元。除所得稅前溢利減少19,042,542美元乃由於已實現收益大幅減少，加上稅項（所得稅除外）增加及折舊、耗損及攤銷增加所致。

所得稅開支／利益

所得稅利益於截至二零一零年三月三十一日止年度為2,562,322美元。所得稅開支於截至二零零九年三月三十一日止年度為2,212,820美元。Emir-Oil的收入中所示的所得稅開支／利益乃由於遞延稅項費用／利益而產生。

年內淨溢利

鑒於上文所述，Emir-Oil的年內淨溢利由截至二零零九年三月三十一日止年度的27,153,926美元減少14,267,400美元或53%至截至二零一零年三月三十一日止年度的12,886,526美元。

截至二零零九年三月三十一日止年度與截至二零零八年三月三十一日止年度的比較

收益

截至二零零九年三月三十一日止年度，Emir-Oil自石油銷售實現收益69,616,875美元，而於截至二零零八年三月三十一日止年度則為60,196,625美元。截至二零零九年三月三十一日止年度的收益較截至二零零八年三月三十一日止期間增加16%，乃由於銷量增加20%，由Emir-Oil於截至二零零九年三月三十一日止年度收取的每桶價格較截至二零零八年三月三十一日止年度下跌3%部分抵銷。Emir-Oil於截至二零零九年三月三十一日止年度的石油生產較截至二零零八年三月三十一日止年度增加173,073桶或19%。

已實現平均油價於截至二零零九年三月三十一日止年度為每桶64.84美元，而於截至二零零八年三月三十一日止年度則為每桶67.16美元。於截至二零零九年三月三十一日止年度，出口銷售的已實現平均油價為每桶75.89美元，而地方銷售則為每桶18.76美元，而於截至二零零八年三月三十一日止年度，出口銷售的已實現平均油價為每桶70.66美元，而地方銷售則為每桶31.86美元。Emir-Oil於截至二零零九年三月三十一日止年度的石油銷量為1,073,754桶，而於截至二零零八年三月三十一日止年度則為896,256桶。於截至二零零九年三月三十一日止年度，Emir-Oil的出口銷量及地方銷量分別為866,055桶及207,699桶，而於截至二零零八年三月三十一日止年度的出口銷量及地方銷量則分別為815,588桶及80,668桶。

於截至二零零八年及二零零九年三月三十一日止年度，Emir-Oil分別出口其91%及81%的石油至海外，並就該等銷售實現國際價格。來自向海外銷售石油的收益分別佔Emir-Oil於截至二零零八年及二零零九年三月三十一日止年度的總收益的96%及94%。

誠如上文所討論，Emir-Oil的收益對就Emir-Oil的石油所收取的價格的變動敏感。全球政治不穩、經濟、地方法律及稅務變動、Emir-Oil獲容許出口海外的油量減少、天氣及Emir-Oil控制以外的其他因素亦可能會對原油供需及收益造成影響。

開支

Emir-Oil的經營開支由截至二零零八年三月三十一日止年度的40,131,617美元減少3,143,150美元或8%至截至二零零九年三月三十一日止年度的36,988,467美元，主要由於折舊、耗損及攤銷減少所致。

- *採購、服務及其他開支*。採購、服務及其他開支由截至二零零八年三月三十一日止年度的1,957,645美元增加765,686美元或39%至截至二零零九年三月三十一日止年度的2,723,331美元，主要由於產量及銷量增加所致。
- *地質及地球物理開支*。地質及地球物理開支由截至二零零八年三月三十一日止年度的6,586,790美元減少1,921,521美元或29%至截至二零零九年三月三十一日止年度的4,665,269美元，主要由於地質勘探研究減少所致。
- *員工薪酬成本*。員工薪酬成本由截至二零零八年三月三十一日止年度的2,893,483美元增加714,756美元或25%至截至二零零九年三月三十一日止年度的3,608,239美元，主要由於Emir-Oil的油田的經營活動擴充及非管理人員增加38人。
- *折舊、耗損及攤銷*。折舊、耗損及攤銷由截至二零零八年三月三十一日止年度的21,669,003美元減少11,027,040美元或51%至截至二零零九年三月三十一日止年度的10,641,963美元，主要由於估計石油儲量大幅增加及油氣資產增加。
- *經營租賃開支*。經營開支由截至二零零八年三月三十一日止年度的2,167,533美元增加641,128美元或30%至截至二零零九年三月三十一日止年度的2,808,661美元，主要由於產量及銷量增加，其令運輸已生產石油所用的石油貨車的租賃增加。

- **管理費用。**管理費用由截至二零零八年三月三十一日止年度的2,901,098美元減少111,833美元或4%至截至二零零九年三月三十一日止年度的2,789,265美元，主要由於環境控制義務付款減少及審核及諮詢開支減少。
- **稅項 (所得稅除外)。**稅項 (所得稅除外) 由截至二零零八年三月三十一日止年度的1,557,388美元增加7,952,356美元或511%至截至二零零九年三月三十一日止年度的9,509,744美元，主要由於Emir-Oil於二零零九年須繳納礦區使用費及出口關稅而於截至二零零八年三月三十一日止年度則毋須繳納租賃出口稅、礦物開採稅或租金出口關稅，僅需繳納礦區使用費。

於截至二零零九年三月三十一日止年度支付予哈薩克斯坦共和國政府的租賃出口稅為467,359美元。於截至二零零九年三月三十一日止年度支付予哈薩克斯坦共和國政府的礦物開採稅為515,032美元。於截至二零零九年三月三十一日止年度支付予哈薩克斯坦共和國政府的租金出口關稅為6,783,278美元。出口關稅由哈薩克斯坦共和國政府於二零零八年六月引入，並於二零零九年一月二十六日取消。

於截至二零零九年三月三十一日止年度支付予哈薩克斯坦共和國政府的礦區使用費為1,744,075美元，而於截至二零零八年三月三十一日止年度則支付1,557,388美元。增186,687美元或12%主要由於二零零九年財政年度內增加生產19%。礦區使用費自二零零九年一月一日起由礦物開採稅取代。

下表概述Emir-Oil截至二零零八年及二零零九年三月三十一日止年度的稅項 (所得稅除外)：

	截至三月三十一日止年度	
	二零零八年 美元	二零零九年 美元
稅項 (所得稅除外)：		
礦區使用費	1,557,388	1,744,075
礦物開採稅	—	467,359
租賃出口稅	—	515,031
租賃出口關稅	—	6,783,279
	<u>1,557,388</u>	<u>9,509,744</u>

- **撇銷存貨。**撇銷存貨由截至二零零八年三月三十一日止年度的79,641美元增加60,351美元或76%至截至二零零九年三月三十一日止年度的139,992美元，主要由於就行政人員維修汽車所致。

- **其他虧損。**其他虧損由截至二零零八年三月三十一日止年度的319,036美元減少217,033美元或68%至截至二零零九年三月三十一日止年度的102,003美元，主要由於二零零九年財政年度的自存貨銷售實現的收益減少及由於Emir-Oil於二零零九年財政年度內並無應收款項減值虧損，而於二零零八年財政年度內則有應收款項減值虧損135,502美元。

經營溢利

Emir-Oil的經營溢利由截至二零零八年三月三十一日止年度的20,065,008美元增加12,563,400美元或63%至截至二零零九年三月三十一日止年度的32,628,408美元。該增長乃主要由於收益增加，加上經營開支大幅減少所致。

淨財務費用

Emir-Oil的淨財務費用由截至二零零八年三月三十一日止年度的5,324,184美元減少2,062,522美元或39%至截至二零零九年三月三十一日止年度的3,261,662美元。該增加主要由於Emir-Oil實現匯兌收益2,989,782美元，其乃主要來自於二零零九年財政年度內以哈薩克斯坦堅戈列值的應付賬款重估。

除所得稅前溢利

Emir-Oil於二零零九年及二零零八年三月三十一日的除所得稅前溢利分別為29,366,746美元及14,740,824美元。除所得稅前溢利變動乃主要由於收益增加，加上折舊、耗損及攤銷減少及財務費用減少所致。

所得稅開支

Emir-Oil於截至二零零八及二零零九年三月三十一日止年度的所得稅開支分別為7,060,210美元及2,212,820美元。Emir-Oil的收入所列的所得稅開支呈列遞延稅項開支。

年內淨溢利

鑒於上文所述，Emir-Oil的年內淨溢利於截至二零零九年及二零零八年三月三十一日止年度分別為27,153,926美元及7,680,614美元，增長為19,473,312美元或254%。

流動資金及資本資源

Emir-Oil經營所在的行業需要於牌照合約的勘探階段投入大量資本開支。Emir-Oil主要以經營活動產生的現金及來自賣方的借款撥支資本開支及營運資金需要。

於二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日及二零一零年十二月三十一日，Emir-Oil分別有計息負債140,489,270美元、147,649,420美元、149,038,512美元及146,588,461美元，其僅包括來自賣方的借款。請參閱「一 債務」。於二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日及二零一零年十二月三十一日，Emir-Oil有現金及現金等價物2,122,730美元、2,393,216美元、3,448,001美元及3,000,565美元。現金及現金等價物包括手頭現金、銀行現金及銀行存款，其主要用作撥支經營活動。請參閱「現金及現金等價物」。

下表載列Emir-Oil於截至二零一零年、二零零九年及二零零八年十二月三十一日止九個月各期的現金流量：

	截至三月三十一日止年度			截至十二月三十一日止九個月	
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	二零零九年 美元 (未經審核)	二零一零年 美元
經營活動產生的現金淨額	56,782,472	59,157,867	22,437,518	17,288,370	32,436,235
投資活動所用的現金淨額	(100,415,431)	(56,733,434)	(11,772,122)	(8,837,058)	(26,012,530)
融資活動產生／(所用)的 現金淨額	44,850,000	1,080,000	(10,006,440)	(6,600,000)	(7,077,419)
現金及現金等價物的 增加／(減少)淨額	1,217,041	3,260,268	658,456	1,851,313	(653,714)
現金及現金等價物的匯兌虧損	60,575	(2,989,782)	396,329	361,473	206,278
年／期初現金及現金等價物	845,114	2,122,730	2,393,216	2,393,216	3,448,001
年／期末現金及現金等價物	2,122,730	2,393,216	3,448,001	4,606,002	3,000,565

經營活動

截至二零一零年十二月三十一日止九個月，經營活動產生的現金淨額為3,240萬美元。於該期間，Emir-Oil的除所得稅前虧損為290萬美元，並就(其中包括)折舊、耗損及攤銷1,200萬美元、來自賣方的貸款的利息開支460萬美元及地質及地球物理開支740萬美元作出調整。截至二零一零年十二月三十一日止九個月的現金變動包括應付及其他應付款項增加1,340萬美元及應收及其他應收款項增加260萬美元。

截至二零零九年十二月三十一日止九個月，經營活動產生的現金淨額為1,730萬美元。於該期間，Emir-Oil的除所得稅前溢利為1,020萬美元，並就(其中包括)折舊、耗損及攤銷850萬美元及來自賣方的貸款的利息開支480萬美元作出調整。截至二零零九年三月三十一日止年度的現金變動包括應付及其他應付款項減少400萬美元及應收及其他應收款項減少310萬美元。

截至二零一零年三月三十一日止年度，經營活動產生的現金淨額為2,240萬美元。於二零一零年，Emir-Oil的除所得稅前溢利為1,030萬美元，並就（其中包括）折舊、耗損及攤銷1,580萬美元及來自賣方的貸款的利息開支640萬美元作出調整。截至二零一零年三月三十一日止年度的現金變動包括應付及其他應付款項減少640萬美元及應收及其他應收款項增加510萬美元。

截至二零零九年三月三十一日止年度，經營活動產生的現金淨額為5,920萬美元。於二零零九年，Emir-Oil的除所得稅前溢利為2,940萬美元，並就（其中包括）折舊、耗損及攤銷1,060萬美元、來自賣方的貸款的利息開支640萬美元及地質及地球物理開支470萬美元作出調整。截至二零零九年三月三十一日止年度的現金變動包括應付及其他應付款項減少340萬美元及應收及其他應收款項減少390萬美元。

截至二零零八年三月三十一日止年度，經營活動產生的現金淨額為5,680萬美元。於二零零八年，Emir-Oil的除所得稅前溢利為1,470萬美元，並就（其中包括）折舊、耗損及攤銷2,170萬美元、來自賣方的貸款的利息開支520萬美元及地質及地球物理開支660萬美元作出調整。截至二零零八年三月三十一日止年度的現金變動包括應付及其他應付款項增加1,340萬美元及應收及其他應收款項增加530萬美元。

投資活動

截至二零一零年十二月三十一日止九個月，投資活動所用的現金淨額為2,600萬美元，主要由於Emir-Oil的油田資本開支1,650萬美元、購買及墊支將用作資本項目的存貨200萬美元及勘探成本增加740萬美元所致。

截至二零零九年十二月三十一日止九個月，投資活動所用的現金淨額為880萬美元，主要由於Emir-Oil的油田資本開支770萬美元所致。

截至二零一零年三月三十一日止年度，投資活動所用的現金淨額為1,180萬美元，主要由於Emir-Oil的油田資本開支1,040萬美元所致。

截至二零零九年三月三十一日止年度，投資活動所用的現金淨額為5,700萬美元，主要由於Emir-Oil的油田資本開支3,480萬美元、購買及墊支將用作資本項目的存貨1,750萬美元及勘探成本470萬美元所致。

截至二零零八年三月三十一日止年度，投資活動所用的現金淨額為1.004億美元，主要由於Emir-Oil的油田資本開支6,460萬美元、購買及墊支將用作資本項目的存貨2,890萬美元及勘探成本660萬美元所致。

融資活動

截至二零零九年及二零一零年十二月三十一日止九個月，融資活動所用的現金淨額分別為660萬美元及710萬美元，主要由於償還自賣方借取的貸款本金所致。

截至二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日止年度，融資活動所用的現金淨額分別為4,490萬美元、110萬美元及1,000萬美元，主要由於償還自賣方借取的貸款本金所致。

債務

於二零零三年至二零零七年間，Emir-Oil與賣方訂立數份借款協議，總金額為1.357億美元。所有貸款均按年利率5厘計息，並將於二零一三年及二零一四年各自的到期日償還。結欠賣方的貸款將於交割時轉讓予買方。

於二零一零年十二月三十一日，Emir-Oil應付予Emir-Oil母公司的貸款金額為109,350,109元（以美元計值）及1,297,266元（以哈薩克斯坦堅戈計值）。於有關期間應付予Emir-Oil母公司的利息為25,979,069元（以美元計值）及416,504元（以哈薩克斯坦堅戈計值）。

於二零一零年三月三十一日，Emir-Oil應付予BMB Munai的貸款金額為114,559,136元（以美元計值）及1,341,879元（以哈薩克斯坦堅戈計值）。於有關期間應付予BMB Munai的利息為21,163,624元（以美元計值）及358,242元（以哈薩克斯坦堅戈計值）。

於二零零九年三月三十一日，Emir-Oil應付予BMB Munai的貸款金額為117,236,160元（以美元計值）及1,283,760元（以哈薩克斯坦堅戈計值）。於有關期間應付予BMB Munai的利息為14,576,228元（以美元計值）及270,311元（以哈薩克斯坦堅戈計值）。

於二零零八年三月三十一日，Emir-Oil應付予BMB Munai的貸款金額為113,909,162元（以美元計值）及1,564,031元（以哈薩克斯坦堅戈計值）。於有關期間應付予BMB Munai的利息為8,023,963元（以美元計值）及234,520元（以哈薩克斯坦堅戈計值）。

現金及現金等價物

現金及現金等價物（包括手頭現金、銀行現金及銀行存款）於下列日期乃按以下貨幣計值：

	於三月三十一日		於十二月三十一日	
	二零零八年 美元	二零零九年 美元	二零一零年 美元	二零一零年 美元
美元	443,041	1,705,276	541,461	1,636,441
哈薩克斯坦堅戈	1,678,006	687,940	2,371,976	830,869
歐盟的歐元	-	-	534,564	533,255
俄羅斯盧布	1,683	-	-	-
	<u>2,122,730</u>	<u>2,393,216</u>	<u>3,448,001</u>	<u>3,000,565</u>

由於Emir-Oil的幾乎99%借款乃以美元計值，而Emir-Oil的功能貨幣亦為美元，故美元兌哈薩克斯坦堅戈的匯率波動對Emir-Oil的影響不大。因此，由於外匯的風險的影響不大，故Emir-Oil並無進行對沖交易以保護其不受有關風險影響。

Emir-Oil資產的抵押

截至二零零八年及二零零九年三月三十一日及二零一零年十二月三十一日，Emir-Oil並無對其資產作出任何抵押。截至二零一零年三月三十一日及十二月三十一日，固定資產（指租賃的石油貨車）乃以公允價值分別為738,363美元及689,138美元的資本租賃負債作抵押。

物料投資未來計劃及資金來源的詳情

Emir-Oil計劃於截至二零一一年十二月三十一日止年度投資至少35.1百萬美元於其本身的油田，其中約14.6百萬美元用於Kariman油田、5.5百萬美元用於Aksaz油田、7.3百萬美元用於Dolinnoe油田、7.7百萬美元用於西北區塊以及零美元用於Emir油田。有關投資總金額即為根據現有勘探合同下的工作計劃就Emir-Oil維持其所有權利（包括採用生產合同的權利）所需的最低投資。本集團將於收購後根據各油田的經濟及生產狀況，進一步評估各油田的投資分配情況。

Emir-Oil並無持有任何重大投資。Emir-Oil計劃在日常業務過程中繼續營運。現有油井的鑽探及維修工作的資金將通過Emir-Oil的油氣銷售產生的收入撥付。

附屬公司及聯營公司的重大收購及出售事項

於所討論的期間內概無附屬公司或聯營公司的重大收購或出售事項。

分部

經營分部按與主要經營決策者呈報的內部報告一致的方式予以報告。主要經營決策者認定為董事會，負責分配資源及評估經營分部表現。Emir-Oil作為一個單獨的經營分部而經營，即生產及銷售石油及天然氣。由於Emir-Oil的所有銷售額均來自於哈薩克斯坦國內的銷售，故並無呈列地區資料。

資本承擔及或有負債

下表列示Emir-Oil截至二零一零年十二月三十一日的重大承諾：

	截至二零一零年十二月三十一日止期間到期付款				
	合計 美元	少於1年 美元	2至3年 美元	4至5年 美元	5年以上 美元
合約責任					
資本開支承諾 ⁽¹⁾	42,080,000	27,240,000	14,840,000	-	-
應付哈薩克斯坦 政府款項 ⁽²⁾	16,716,956	-	1,671,696	3,343,391	11,701,869
資本租賃付款 ⁽³⁾	559,150	292,825	266,325	-	-
清除資金	5,079,715	-	5,079,715	-	-
終止僱員協議時 的潛在付款 ⁽⁴⁾	658,600	658,600	-	-	-
償還BMB Munai貸款 的本金及利息 ⁽⁵⁾	<u>137,042,948</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>137,042,948</u>	<u>-</u>
合計	<u>202,137,369</u>	<u>28,191,425</u>	<u>21,857,736</u>	<u>140,386,339</u>	<u>11,701,869</u>

- (1) 根據Emir-Oil的現有勘探合約的條款，Emir-Oil須於截至二零一零年十二月三十一日止年度花費合共4,200萬美元作Emir-Oil於Emir-Oil的物業的勘探及開發活動。於二零一零年十二月三十一日，Emir-Oil花費合共3.37億美元於勘探及開發活動。Emir-Oil預期於二零一一年財政年度產生最少資本開支27.3美元，即年度工程項目的最低金額要求。Emir-Oil通過經營活動產生的現金及來自BMB Munai的借款為其資本開支及營運資金需求撥付資金。

- (2) 就Emir-Oil收購油氣而言，現有勘探合約涵蓋ADE區塊及經延伸地區，Emir-Oil須向哈薩克斯坦共和國償還其進行地質及地球物理研究以及基建改善所產生的歷史成本。於二零一零年十二月三十一日，Emir-Oil就ADE區塊的還款責任為5,994,200美元，而Emir-Oil就經延伸地區的還款責任為5,350,680美元。然而，該等責任的還款條款將不會落實，直至Emir-Oil申請並獲哈薩克斯坦共和國授出商業生產權利時為止。倘Emir-Oil決定不尋求商業生產權利，其可於符合相關責任下將ADE區塊及／或經延伸區域交回哈薩克斯坦共和國。

除上述承諾外，於二零零九年三月三十一日，Emir-Oil須就Mangistau Oblast及Astana Fund的社會項目繳納額外款項。Emir-Oil的現有勘探合約的增補授予其有關西北地區的權利，其額外規定：

- 就清算資金作出額外付款；
- 於二零一零年底對Astana Fund作出一次性付款200,000美元；及
- 於二零零九年至二零一二年向Mangistau Oblast的社會項目作出年度付款50,000美元。

就Emir-Oil收購地區延伸所涵蓋的西北地區的現有勘探合約而言，於二零一零年財政年度，Emir-Oil須就其歷史成本向哈薩克斯坦共和國政府支付一次性金額5,372,076美元。

- (3) 於二零零九年十二月，Emir-Oil就租賃六輪石油貨車與汽車租賃公司訂立資本租賃協議。根據租賃的條款，Emir-Oil須就二零一一年度財政年作出付款185,019美元、二零一二年度作出付款240,149美元及二零一三年財政年度作出付款129,652美元。
- (4) Emir-Oil九名員工的僱用協議規定於終止或控制權變動時的潛在付款。其乃假設僱用終止於二零一零年十二月三十一日發生。Emir-Oil將須支付總金額658,600美元，包括所有其他補償。
- (5) 於二零零三年至二零零七年，Emir-Oil就合共1.357億美元分別於二零一三年或二零一四年到期的無抵押貸款與賣方訂立借款協議。所有貸款按年利率5厘計息，並須於到期時償還。該等貸款已被部分償還，而於二零一零年十二月三十一日，應付賣方貸款的剩餘金額為110,647,375美元。於二零一零年十二月三十一日，就該等貸款應計的利息金額為26,395,573美元，該金額於本通函日期尚未償還。

負債比率

BMB Munai按照Emir-Oil的資金與其債務淨額的比率監控其提供予Emir-Oil的資金。負債比率乃由債務淨額除以總資金計算。債務淨額乃由集團內公司間借款減現金及現金等價物計算。總資金乃由財務狀況表所示的擁有人權益加上債務淨額計算。Emir-Oil的負債比率如下：

	截至三月三十一日			截至十二月
				三十一日
	二零零八年	二零零九年	二零一零年	二零一零年
	千美元	千美元	千美元	千美元
借款總額	133,732	133,366	137,423	137,043
減：現金及現金等價物	(2,123)	(2,393)	(3,448)	(3,001)
債務淨額	121,609	130,973	133,975	134,042
權益總額	17,589	42,269	52,488	49,090
資本總額	139,198	173,242	186,463	183,132
負債比率	87%	76%	72%	73%

員工

於二零一零年三月三十一日及十二月三十一日，目標公司僱用分別合共341人及341人。截至二零一零年十二月三十一日止九個月的薪酬總額（包括員工福利費用及花紅）為3,152,682美元。薪酬總額包括截至二零零八年、二零零九年及二零一零年三月三十一日止年度的僱員福利費用及花紅分別為2,893,483美元、3,608,239美元及2,927,939美元。二零零八年至二零零九年財政年度的開支增加，乃由於目標公司的油田經營活動有所擴充所致。二零零九年及二零一零年財政年度的薪酬開支減少，乃由於油價大幅下跌、縮減鑽探營運、財政不穩及全球金融危害的其他後果所致。截至二零一零年十二月三十一日止九個月的開支較截至三月三十一日止財政年度有所增加，乃由於目標公司的油田經營活動有所擴充及支付予員工的年終花紅所致。

A. 經擴大集團的未經審核備考財務資料

以下為經擴大集團的未經審核備考資產負債表及全面收益表（「未經審核備考財務資料」），供說明之用。未經審核備考資產負債表乃根據載於本公司二零一零年年報的二零一零年十二月三十一日本集團經審核合併財務狀況表而編製，經下文所述備考調整，以說明交易（猶如交易於二零一零年十二月三十一日已發生）的影響。未經審核備考全面收益表乃根據載於本公司二零一零年年報的截至二零一零年十二月三十一日止年度本集團經審核合併全面收益表而編製，經下文所述備考調整，以說明交易（猶如交易於二零一零年一月一日已發生）的影響。經擴大集團未經審核備考財務資料乃根據下文附註所述基準編製，且與本集團所採用的會計政策一致。

經擴大集團的未經審核備考財務資料已編製，因其假設性質，故僅供說明之用，其未必能反映倘交易於二零一零年十二月三十一日完成後經擴大集團的財務狀況的真實情況及倘交易於二零一零年一月一日或任何未來日期完成後經擴大集團的全面收益。

(a) 經擴大集團的未經審核備考合併資產負債表

	備考調整					經擴大集團 未經審核 備考綜合 資產及負債 人民幣千元
	於 二零一零年 十二月 三十一日 本集團 經審核合併 資產負債表 人民幣千元 附註1	於 二零一零年 十二月 三十一日 Emir-Oil LLC經審核 資產負債表 人民幣千元 附註2	收購所付 代價及借款 人民幣千元 附註5	公平允值 調整 及有關攤銷 人民幣千元 附註6	合併項目 人民幣千元 附註7	
資產						
非流動資產						
物業、廠房及設備	3,024,482	1,282,282	-	-	-	4,306,764
無形資產	1,677	23	-	481,457	-	483,157
衍生金融工具	20,285	-	-	-	-	20,285
應收及其他應收款項	24,212	39,866	-	-	-	64,078
投資於子公司	-	-	1,125,859	-	(1,125,859)	-
	<u>3,070,656</u>	<u>1,322,171</u>	<u>1,125,859</u>	<u>481,457</u>	<u>(1,125,859)</u>	<u>4,874,284</u>
流動資產						
存貨	36,664	17	-	-	-	36,681
衍生金融工具	11,168	-	-	-	-	11,168
應收及其他應收款項	398,294	77,354	-	-	-	475,648
抵押存款	29,916	-	-	-	-	29,916
現金及現金等價物	680,033	19,872	26,491	-	-	726,396
	<u>1,156,075</u>	<u>97,243</u>	<u>26,491</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1,279,809</u>
資產總值	<u><u>4,226,731</u></u>	<u><u>1,419,414</u></u>	<u><u>1,152,350</u></u>	<u><u>481,457</u></u>	<u><u>(1,125,859)</u></u>	<u><u>6,154,093</u></u>

	未經審核備考調整					經擴大集團 未經審核 備考綜合 資產及負債 人民幣千元
	於 二零一零年 十二月 三十一日 本集團 經審核合併 資產負債表 人民幣千元 附註1	於 二零一零年 十二月 三十一日 Emir-Oil LLC經審核 資產負債表 人民幣千元 附註2	收購所付 代價及借款 人民幣千元 附註5	公平價值 調整 及有關攤銷 人民幣千元 附註6	合併項目 人民幣千元 附註7	
負債						
非流動負債						
資產棄置義務	9,270	33,641	-	-	-	42,911
淨遞延所得稅負債	8,694	8,638	-	96,291	-	113,623
應收及其他應收款項	137,598	1,525	-	-	-	139,123
應付母公司款項	-	907,594	-	-	(907,594)	-
借款	1,191,862	-	1,324,540	-	-	2,516,402
	<u>1,347,424</u>	<u>951,398</u>	<u>1,324,540</u>	<u>96,291</u>	<u>(907,594)</u>	<u>2,812,059</u>
流動負債						
應收及其他應收款項	775,137	142,908	74,426	-	-	992,471
當期所得稅負債	44,898	-	-	-	-	44,898
借款	99,341	-	-	-	-	99,341
	<u>919,376</u>	<u>142,908</u>	<u>74,426</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1,136,710</u>
負債總額	<u>2,266,800</u>	<u>1,094,306</u>	<u>1,398,966</u>	<u>96,291</u>	<u>(907,594)</u>	<u>3,948,769</u>
資產淨值	<u>1,959,931</u>	<u>325,108</u>	<u>(246,616)</u>	<u>385,166</u>	<u>(218,265)</u>	<u>2,205,324</u>

(b) 經擴大集團未經審核備考合併全面收益表

	備考調整						經擴大集團 未經審核 備考合併 全面收益表 人民幣千元
	截至 二零一零年 十二月 三十一日 止年度 本集團 經審核合併 全面收益表 人民幣千元 附註1	截至 二零一零年 十二月 三十一日 止九個月 Emir-Oil LLC經審核 全面收益表 人民幣千元 附註3	截至 二零一零年 三月 三十一日 止三個月 Emir-Oil LLC未經 審核全面 收益表 人民幣千元 附註4	收購所付 代價、借款 及相關利息 人民幣千元 附註5	公平允值 調整 及有關攤銷 人民幣千元 附註6	合併項目 人民幣千元 附註7	
收益	1,804,976	280,924	106,080	-	-	-	2,191,980
經營開支							
採購、服務及其他	(126,517)	(19,526)	(5,201)	-	-	-	(151,244)
地質及地球物理費用	-	(50,232)	(1,957)	-	-	-	(52,189)
員工薪酬成本	(110,346)	(21,271)	(3,601)	-	-	-	(135,218)
折舊、耗損及攤銷	(528,582)	(81,151)	(49,085)	-	(64,072)	-	(722,890)
分銷開支	(28,424)	-	-	-	-	-	(28,424)
管理費用	(50,154)	(19,757)	(6,439)	(52,982)	-	-	(129,332)
所得稅外的其他稅項	(289,296)	(77,588)	(27,578)	-	-	-	(394,462)
其他(虧損)/收益	(37,644)	-	(810)	(74,426)	-	549,808	436,928
總經營開支	(1,170,963)	(269,525)	(94,671)	(127,408)	(64,072)	549,808	(1,176,831)
經營溢利	634,013	11,399	11,409	(127,408)	(64,072)	549,808	1,015,149
財務收入	35,344	1,903	-	-	-	-	37,247
財務費用	(86,788)	(33,062)	(10,242)	(119,208)	-	(10,337)	(259,637)
淨財務費用	(51,444)	(31,159)	(10,242)	(119,208)	-	(10,337)	(222,390)

	備考調整						
	截至 二零一零年 十二月 三十一日 止年度 本集團 經審核合併 全面收益表 人民幣千元 附註1	截至 二零一零年 十二月 三十一日 止九個月 Emir-Oil LLC經審核 全面收益表 人民幣千元 附註3	截至 二零一零年 三月 三十一日 止三個月 Emir-Oil LLC未經 審核全面 收益表 人民幣千元 附註4	收購所付 代價、借款 及相關利息 人民幣千元 附註5	公平允值 調整 及有關攤銷 人民幣千元 附註6	合併項目 人民幣千元 附註7	經擴大集團 未經審核 備考合併 全面收益表 人民幣千元
除所得稅前							
溢利／(虧損)	582,569	(19,760)	1,167	(246,616)	(64,072)	539,471	792,759
所得稅(開支)／抵免	(161,705)	10,801	11,587	—	12,814	—	(126,503)
年／期內淨							
溢利／(虧損)	420,864	(8,959)	12,754	(246,616)	(51,258)	539,471	666,256
其他綜合收益：							
貨幣折算差異	(10,941)	—	—	—	—	—	(10,941)
年／期內其他綜合收益							
稅後淨值	(10,941)	—	—	—	—	—	(10,941)
年／期內全面收益總額	409,923	(8,959)	12,754	(246,616)	(51,258)	539,471	655,315

(c) 經擴大集團未經審核備考財務資料附註

1. 有關數額摘自本集團於二零一零年十二月三十一日本集團經審核合併財務狀況表及截至二零一零年十二月三十一日止年度本集團合併全面收益表，均載於本集團刊發的截至二零一零年十二月三十一日止年度年報。
2. 調整指計入Emir-Oil LLC於二零一零年十二月三十一日的資產及負債結餘，摘自本通函附錄二所載的Emir-Oil LLC會計師報告。就未經審核備考資產負債報表而言，以美元計值的結餘按二零一零年十二月三十一日當時的匯率1美元兌人民幣6.6227元換算成人民幣。
3. 調整指計入Emir-Oil LLC截至二零一零年十二月三十一日止九個月的全面收益，摘自本通函附錄二所載的Emir-Oil LLC會計師報告。就未經審核備考全面收益表而言，以美元計值的金額按截至二零一零年十二月三十一日止九個月的平均匯率1美元兌人民幣6.8268元換算成人民幣。
4. 調整指計入Emir-Oil LLC管理層所編製的Emir-Oil LLC截至二零一零年三月三十一日止三個月未經審核全面收益表。就未經審核備考全面收益表而言，以美元計值的金額按截至二零一零年三月三十一日止三個月的平均匯率1美元兌人民幣6.7468元換算成人民幣。
5. 調整指就收購支付的代價（透過新增融資予以撥付）及相關利息費用。

交易估計總成本約178,000,000美元，包括Emir-Oil LLC購買代價170,000,000美元（相當於約人民幣1,126,000,000元）及交易直接應佔成本（包括專業服務費用及其他費用8,000,000美元（相當於約人民幣53,000,000元））。

作為交易的一部分，本公司已授予Acap Limited一項合資權利（「權利」）。備考財務資料中所載權利的公允價值人民幣74,000,000元，乃由獨立專業估值師仲量聯行西門估計得出。

交易直接應佔成本8,000,000美元及權利的公允價值在交易完成後計入合併全面收益表。權利的公允價值乃假設於截至二零一零年十二月三十一日止年度維持不變。

交易乃假設透過新增融資200,000,000美元（相當於約人民幣1,325,000,000元）全資撥付。就備考合併全面收益表而言，倘融資已於二零一零年一月一日籌得及所付融資利息為18,000,000美元（相當於約人民幣119,000,000元），即年利率為9厘。

6. 交易完成後，Emir-Oil LLC可識辨資產及負債將按照載於國際財務報告準則第3號（經修訂）「業務合併」（「國際財務報告準則第3號」）的會計收購法規定，按公允價值計入經擴大集團合併財務報表。

備考調整指公允價值調整約人民幣481,000,000元，而相應遞延所得稅負債估計約為人民幣96,000,000元。就備考合併全面收益表而言，交易造成的額外攤銷費用約人民幣64,000,000元及相應所得稅抵免影響約人民幣13,000,000元已計入在內。

公允價值調整包括確認無形資產（根據購買協議項下的先決條件就Aksaz、Dolinnoe及Kariman油田訂立的生產合同）人民幣481,000,000元，乃根據獨立專業估值師仲量聯行西門就Emir-Oil LLC於二零一零年十二月三十一日的資產及負債估計的公允價值而釐定。

本公司已評估本公司於二零一零年十二月三十一日的無形資產，並斷定並無減值。經參考獨立專業估值師仲量聯行西門編製的估值報告，本公司並不知悉Emir-Oil的無形資產存在任何減值跡象。

待收購完成後，於各報告期間，一旦有事件或情況變動顯示賬面值無法按本集團截至二零一零年十二月三十一日止年度的經審核財務報表所述的會計政策及主要假設收回，則本公司將審閱經擴大集團的無形資產的減值情況。

截至二零一零年十二月三十一日止年度，確認無形資產產生的額外攤銷乃根據採用探明已開發產油儲備的單位生產方法計算。

Emir-Oil LLC的可識辨資產及負債的公允價值於完成日與編製未經審核備考財務資料所用的估計公允價值可能大不相同。因此，負商譽的實際金額與未經審核備考財務資料所採用的金額可能不同。

7. 備考調整指藉Emir-Oil LLC的股本及收購前儲備對銷本公司於Emir-Oil LLC的投資、對銷來自Emir-Oil LLC的公司間應收款項及確認負商譽人民幣550,000,000元，即於交易完成後所收購Emir-Oil LLC的淨資產公允價值人民幣1,676,000,000元超出交易成本人民幣1,126,000,000元的數額。
8. 就該未經審核備考財務資料而言，除交易外，並無作出其他調整以反映於二零一零年十二月三十一日後本集團及Emir-Oil LLC的任何貿易業績。
9. 除交易直接應佔成本（上文附註5）及確認負商譽（上文附註7）外，預期備考調整（載於上文附註3、附註4、附註5及附註6）將對經擴大集團合併全面收益表有持續影響。

B. 申報會計師報告

以下為香港執業會計師羅兵咸永道會計師事務所致本公司的報告全文，以供載入本補充通函。



羅兵咸永道會計師事務所

羅兵咸永道會計師事務所
香港中環
太子大廈22樓

**致MI能源控股有限公司董事
未經審核備考財務資料的會計師報告**

我們謹就MI能源控股有限公司（「貴公司」）於二零一一年四月十九日的通函附錄三第123頁至第130頁「經擴大集團的未經審核備考財務資料」（「未經審核備考財務資料」）一節所載有關 貴公司建議收購Emir-Oil LLC（「交易」）作出報告。未經審核備考財務資料由 貴公司董事編製，僅供說明用途，以提供資料說明交易對 貴公司及其子公司（下文統稱「貴集團」）相關財務資料可能造成的影響。未經審核備考財務資料的編製基準載於通函第123頁至第130頁。

貴公司董事與申報會計師各自的責任

貴公司董事須負責就根據香港聯合交易所有限公司證券上市規則（「上市規則」）第4.29段並參考由香港會計師公會（「香港會計師公會」）頒佈的會計指引第7條「編製備考財務資料以載入投資通函內」而編製未經審核備考財務資料。

我們的責任是根據上市規則第4.29(7)段的規定，就未經審核備考財務資料發表意見並向 閣下報告。對於就編製未經審核備考財務資料所採用的任何財務資料而由我們在過往發出的任何報告，除於報告刊發日期對該等報告的發出對象所負的責任外，我們概不承擔任何責任。

意見的基礎

我們是根據香港會計師公會頒佈的香港投資通函報告聘用協定準則300「投資通

函中的備考財務資料的會計師報告」執行工作。我們的工作並不涉及對任何相關財務資料的獨立審閱，而主要包括將 貴集團截至二零一零年十二月三十一日的經審核綜合資產負債表及 貴集團截至二零一零年十二月三十一日止年度的經審核全面收益表，與 貴公司二零一零年年報所載 貴公司截至二零一零年十二月三十一日止年度的經審核財務報表比較，考慮支持調整的證據，及與 貴公司董事討論未經審核備考財務資料。

我們在策劃和進行工作時，均以取得我們認為必需的資料及解釋為目標，以便獲得充分憑證，就未經審核備考財務資料已由 貴公司董事按照所述的基準適當編製、該基準與 貴集團的會計政策一致，且調整就根據上市規則第4.29(1)段所披露的未經審核備考財務資料而言屬適當的，作出合理的確定。

未經審核備考財務資料是根據 貴公司董事的判斷和假設編製，僅供說明用途，而基於其假設性質，其不提供任何保證或顯示任何事項將於未來發生，亦未必能代表：

- 貴集團於二零一零年十二月三十一日或任何未來日期的財務狀況，或
- 貴集團於截至二零一零年十二月三十一日止年度或任何未來期間的業績。

意見

我們認為：

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

羅兵咸永道會計師事務所

執業會計師

香港，二零一一年四月十九日

以下為合資格人士Chapman Petroleum Engineering就合約區域的儲量估計編製的合資格人士報告全文，以供載入本通函。

合資格人士確認，於合資格人士報告生效日期（即二零一零年十二月三十一日）至最後實際可行日期，概無發生任何重大變動。

**油氣資產
儲量及經濟評估**

**哈薩克斯坦共和國
ADEK區塊**

由
BMB MUNAI, INC.
擁有

為

MIE能源控股有限公司
編製

二零一一年一月一日
(二零一零年十二月三十一日)

MIE能源控股有限公司

MIE能源公司

中國

北京市

朝陽區

慧忠路5號

遠大中心B座905室

(郵編：100101)

收件人：Forrest Dietrich先生 – 高級副總裁兼董事

敬啟者：

有關：哈薩克斯坦共和國ADEK區塊的

儲量及經濟評估 – 二零一一年一月一日

根據閣下的授權，我們已對一項油氣資產進行儲量及經濟評估，該項油氣資產由BMB Munai, Inc. (「貴公司」) 透過其附屬公司Emir Oil LLP擁有，位於哈薩克斯坦共和國Mangistau Oblast ADEK區塊(合約地區)，生效日期為二零一一年一月一日(截至二零一零年十二月三十一日)。本報告乃為MIE能源控股有限公司編製。

本次評估乃根據由石油評估工程師協會(卡爾加里分會)及加拿大採礦、冶金和石油協會(石油協會)聯合編製的《加拿大油氣評估手冊》《「加拿大油氣評估手冊」》以及美國石油工程師協會－石油資源管理系統(2007)所載的標準進行。本報告乃由隨附的作者資質證明所示的「合資格儲量評估人」編製及／或監督，該等人士合資格稱作香港聯合交易所有限公司證券上市規則第18.21及18.22條下的「合資格人士」。

報告範圍載有本報告的授權及目的，並概述了在編製本報告時所用的方法及經濟參數。

執行摘要載有表格(符合第2.1條(預測價格及成本)表51-101 F1第2部分的規定)載列的本儲量及經濟評估的結果。基準產品的預測價格亦載列於此。

儲量及經濟摘要對執行摘要作了補充，包括資產的價值及各累積儲量類別的綜合現金流量。本報告載列的淨現值並不一定代表本報告所評估儲量的公平市值。本報告載列的所有貨幣價值均以美元表示。

討論載有對權益及開採費用、儲量及地質、生產預測、產品價格、資本及經營成本以及各項主要資平面圖表的概述。經濟成果及現金流量預測（除所得稅前）亦載列於此。

有關ADEK區塊的遠景資源量概述于附錄A。

簡短實地考察報告載於附錄B。

由於儲量數據乃根據有關未來事件的判斷得出，故實際結果將有所不同，並且偏差可能很大。我們概不負責就自本報告日期以來可能已出現的事件及情況更新報告。

在公開披露本報告所載的任何資料或我們的名稱（作為作者）之前，我們必須取得書面同意，當中載有將予披露的資料及披露方式。未經我們書面同意，本報告不得轉載、分發或供任何其他人士使用，並且任何時候均不得將本報告的不完整文義進行轉載以供分發，惟經我們以其他方式審查及批准的情況則除外。

我們同意 貴公司將本報告的全文提交給證券監管機構及證券交易所，包括由MIE能源控股有限公司根據香港聯交所的法規提交給香港聯交所，亦可為支持當前及新的融資活動而供MIE能源控股有限公司使用。

我們已作出書面同意，同意將我們的公司名稱、報告及相關提述載入MIE能源控股有限公司的通函（「通函」），且尚未撤回相關書面同意。

我們很高興編製本報告，並對有機會提供服務表示感謝。

此致

Chapman Petroleum Engineering Ltd.

原簽署人：

C.W. Chapman

C.W. Chapman, P. Eng.

總裁

本報告最初由C.W. Chapman先生於二零一一年四月五日簽署批准刊發，並加蓋有加拿大阿爾伯塔省專業工程師、勘查地質學家、勘查地球物理學家協會「准許執業」印章

原簽署人：

Konstantin Zaitsev

Konstantin Zaitsev, T.T.

技術專家

二零一一年三月十八日

kvz/lml/5323

資質證明

本人，C. W. CHAPMAN, P. Eng.，加拿大阿爾伯塔省卡爾加里市的專業工程師（辦公地址：Suite 445, 708 – 11th Avenue S.W.）特此證明：

1. 本人是阿爾伯塔省的註冊專業工程師及澳洲採礦和冶金學會的會員。
2. 本人於一九七一年畢業於阿爾伯塔大學，取得機械工程理學士學位。
3. 本人自畢業以來一直於石油行業的不同公司任職，並於任職期間內一直直接參與油藏工程、油層物理、作業及評估。
4. 本人在對有關加拿大及全球各地的油氣田進行評估及工程研究方面擁有超過25年經驗。
5. 本人直接參與評估該等資產、油田及為MIE能源控股有限公司編製日期為二零一一年三月十八日的本報告，本次評估所用的參數及條件均由本人查核，並且在根據該日可供查閱的資料確定該等油氣資產的價值時作為代表及適當的參數及條件予以採納。根據加拿大阿爾伯塔省專業工程師、勘查地質學家、勘查地球物理學家協會准許執業第P4201號印章，本人是本報告的「負責成員」。
6. 本人尚未且預期將不會於MIE能源控股有限公司或BMB Munai, Inc.、其參與人士或任何聯屬公司的資產或證券中收取任何直接或間接權益。本人獨立於MIE能源控股有限公司或BMB Munai, Inc.、其各自的董事、高級管理層及顧問。我們的費用並不取決於本報告的調查結果。
7. 本人尚未查核有關本報告所述所有權及協議的所有文件，或所討論油氣資產所有權受到的限制。
8. 親自對該等資產進行實地查核被認為無必要，原因是對於我們的評估而言，從 貴公司的記錄及公開資料查詢到的數據已足可信納。

原簽署人：

C.W. Chapman

C.W. Chapman, P.Eng.

總裁

本報告最初由C.W. Chapman先生於二零一一年四月五日簽署批准刊發，並加蓋有加拿大阿爾伯塔省專業工程師、勘查地質學家、勘查地球物理學家協會「准許執業」印章

資質證明

本人，KONSTANTIN ZAITSEV，加拿大阿爾伯塔省卡爾加里市的專業工程師（辦公地址：Suite 445, 708 – 11th Avenue S.W.）特此證明：

1. 本人是阿爾伯塔省的註冊技術專家（培訓類別）。
2. 本人於一九九六年畢業於阿拉木圖哈薩克斯坦國立技術大學，取得機械工程理學士學位。
3. 本人直接參與評估該等資產、油田及為MIE能源控股有限公司編製日期為二零一一年三月十八日的本報告，本次評估所用的參數及條件均由本人查核，並且在根據該日可供查閱的資料確定該等油氣資產的價值時作為代表及適當的參數及條件予以採納。
4. 本人尚未且預期將不會於MIE能源控股有限公司、其參與人士或任何聯屬公司的資產或證券中收取任何直接或間接權益。本人獨立於MIE能源控股有限公司或BMB Munai, Inc.、其各自的董事、高級管理層及顧問。我們的費用並不取決於本報告的調查結果。
5. 本人尚未查核有關本報告所述所有權及協議的所有文件，或所討論油氣資產所有權受到的限制。
6. 親自對該等資產進行實地查核被認為無必要，原因是對於我們的評估而言，從 貴公司的記錄及公開資料查詢到的數據已足可信納。

原簽署人：

Konstantin Zaitsev

Konstantin Zaitsev, T.T.

技術專家

資質證明

本人，D. J. BRIERE, P. Eng.，加拿大阿爾伯塔省卡爾加里市的專業工程師（辦公地址：Suite 445, 708 – 11th Avenue S.W.）特此證明：

1. 本人是阿爾伯塔省的註冊專業工程師。
2. 本人於一九七八年畢業於卡爾加里大學，取得電氣工程理學士學位。
3. 本人自畢業以來一直於石油行業的不同公司任職，並於任職期間內一直直接參與油藏工程、油層物理、作業及評估。
4. 本人在對有關加拿大及全球各地的油氣田進行工程研究方面擁有超過30年經驗。
5. 本人直接參與評估該等資產、油田及為MIE能源控股有限公司編製日期為二零一一年三月十八日的本報告，本次評估所用的參數及條件均由本人查核，並且在根據該日可供查閱的資料確定該等油氣資產的價值時作為代表及適當的參數及條件予以採納。
6. 本人尚未且預期將不會於MIE能源控股有限公司、其參與人士或任何聯屬公司的資產或證券中收取任何直接或間接權益。本人獨立於MIE能源控股有限公司或BMB Munai, Inc.、其各自的董事、高級管理層及顧問。我們的費用並不取決於本報告的調查結果。
7. 本人尚未查核有關本報告所述所有權及協議的所有文件，或所討論油氣資產所有權受到的限制。
8. 親自對該等資產進行實地查核被認為無必要，原因是對於我們的評估而言，從 貴公司的記錄及公開資料查詢到的數據已足可信納。

原簽署人：

D.J. Brière

D.J. Brière, P.Eng.
國際業務總經理

油氣資產
儲量及經濟評估

哈薩克斯坦共和國
ADEK 區塊

由
BMB MUNAI, INC.
擁有

為

MIE能源控股有限公司
編製

二零一一年一月一日
(二零一零年十二月三十一日)

目錄

報告範圍.....	141
授權.....	141
目的.....	141
儲量定義.....	141
資源定義.....	144
桶油當量.....	146
資料來源.....	146
產品價格.....	147
礦區使用費.....	147
資本開支及經營成本.....	147
所得稅參數.....	148
棄置和恢復.....	148
環境責任.....	148
經濟狀況.....	148
執行摘要.....	150
方位圖.....	152
貴公司儲量及經濟摘要.....	159
討論.....	170
哈薩克斯坦共和國ADEK區塊	
Aksaz油田.....	170
Dolinnoe油田.....	201
Emir油田.....	236
Kariman油田.....	260
附錄A — ADEK區塊，遠景資源量.....	303
附錄B — ADEK區塊，實地考察.....	311
詞彙.....	314
公司聲明函件.....	316

報告範圍

授權

本次評估由Forrest Dietrich先生（代表MIE能源控股有限公司）授權。已對二零一一年二月及三月進行工程分析。

目的

本報告旨在為MIE能源控股有限公司編製其位於ADEK區塊的油氣儲量（由BMB Munai, Inc.通過其子公司Emir Oil LLP.擁有）的第三方獨立評估，以支持其作為一項主要交易於香港聯交所備案及載入通函。

本報告的價值並不包含 貴公司所持有尚未開發土地的價值，亦不包含於彼等可能擁有的相關廠房及井場設施中所擁有權益的有形價值。

儲量定義

以下定義按NI 51-101的規定摘錄自由加拿大採礦協會石油學會及石油評估工程師協會（石油評估工程師協會）卡爾加里分會出版的《加拿大油氣評估手冊》卷1－第二版(COGEH-1)第5.4條，均已於編製本報告時獲採用。這些定義均符合美國石油工程師協會－石油資源管理系統。本報告所載的儲量乃使用確定性方法編製。

5.4 儲量定義

以下定義及指引旨在協助評估人按合理一致基準作出儲量估算，並幫助評估報告的使用者瞭解該等報告所載的內容及（如必要）判斷評估人是否已遵循通用標準。

指引概述

- 儲量分類的一般標準，
- 估算儲量的程序及方法，
- 獨立實體的信心水平及總儲量估算，
- 儲量估算的驗證和測試。

油氣儲量的確定涉及編製具有固有相關不確定性程度的估算。已制定探明、概算

及可能儲量的類別，以反映該等不確定性的程度及開採可能性的指標。

儲量的估算和分類需要應用專業判斷，並結合地質和工程方面的知識，以評估是否已符合特定儲量分類標準。概念知識（包括不確定性及風險、可能性及統計數據以及確定性及概率性估算方法）要求正確使用及應用儲量定義。有關概念載於《加拿大油氣評估手冊》卷1 – 第二版(COGEH-1)第5.5條，並於此論述。

以下定義適用於獨立儲量實體及多個實體總儲量的估算。

5.4.1 儲量類別

儲量指預期將於給定日期可從已知油藏中開採出來的石油和天然氣以及相關物質的估算剩餘數量，乃根據以下基準得出

- 鑽井、地質、地球物理和工程數據的分析；
- 既有技術的使用；
- 因合理而普遍採納並須予以披露的特定經濟狀況。

估算乃根據與估算相關的確定性的程度分類。

- a. 探明儲量指該等具有較高程度的可予開採確定性的可予估算的儲量。可予開採的實際剩餘數量很可能超過估計探明儲量。
- b. 概算儲量指該等可予開採的確定性比探明儲量低的額外儲量。同樣，可予開採的實際剩餘數量很可能將多於或少於估計探明+概算儲量的總和。
- c. 可能儲量指該等可予開採的確定性比概算儲量低的額外儲量。同樣，可予開採的實際剩餘數量很可能將超過估計探明+概算+可能儲量的總和。

儲量分類亦須符合的其他標準載於《加拿大油氣評估手冊》卷1 – 第二版(COGEH-1)第5.5.4條。

5.4.2 開發及生產現狀

各儲量類別（探明、概算及可能）可分為已開發及未開發類別。

- a. 已開發儲量指該等預期將從現有油井及已安裝設施中開採的儲量，或（如設施尚未安裝）該等儲量將涉及更低的投產開支（比如與鑽井成本相比較）。已開發類別可能分為動用及未動用類別。

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

已開發未動用儲量指該等尚未投產或以往已投產但目前正處於停產狀態且恢復生產的日期未知的儲量。

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

對於多個油井而言，可能需要將總油井儲量在已開發類別與未開發類別之間進行適當分配，或再將油井的已開發儲量在已開發動用儲量與已開發未動用儲量之間進行細分。這一分配方法應根據估算員對將從特定油井、設施及油井的完井層段以及各自的開發及生產現狀的評估作出。

5.4.3 報告儲量的確定性程度

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

- 實際開採數量的至少90%概率將等於或超過估計探明儲量，
- 實際開採數量的至少50%概率將等於或超過估計探明+概算儲量的總和，

- 實際開採數量的至少10%概率將等於或超過估計探明+概算+可能儲量的總和。

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

有關儲量估算的確定性程度及聚集效應的進一步說明概述於《加拿大油氣評估手冊》卷1 – 第二版(COGEH-1)第5.5.3條。

資源定義

以下定義按《加拿大證券法規》NI 51-101的規定摘錄自由加拿大採礦協會石油學會及石油評估工程師協會（石油評估工程師協會）卡爾加里分會出版的《加拿大油氣評估手冊》卷1 – 第二版(COGEH-1)第5.2條。該等定義與圖1的資源分類框架內的細分相關，符合並使用了2007美國石油工程師協會 – 石油資源管理系統的主要術語及概念。

原始總石油儲量（原始石油儲量）指估計現有油藏原始自然產生的石油數量。其包含在生產前於給定日期已知油藏估計將蘊藏的石油數量，另加該等油藏中尚未發現的估計數量（相當於「總資源量」）。

原始已發現石油儲量（相當於「已發現資源量」）指在生產前於給定日期已知油藏估計將蘊藏的石油數量。原地已發現石油的可開採部分包含產量、儲量及或有資源；其餘為不可開採資源量。

a) 產量

產量指於給定日期已開採石油的累計數量。

b) 儲量

儲量指預期將於給定日期可從已知油藏中開採出來的石油和天然氣以及相關物質的估算剩餘數量，有關估算乃根據以下基準得出：鑽井、地質、地球物理和工程數據的分析；既有技術的使用；及因合理而普遍採納的特定經濟狀況。儲量根據與估算相關的可確定性的程度進一步分類，並可根據開發及生產現狀再分類。

c) 或有資源

或有資源指該等於給定日期使用既有技術或發展中技術從已知油藏中可能開採出來的估計石油數量，但由於存在一項或多項或有因素，該等資源目前被認為不會進行商業開採。該等或有因素可能包括以下因素，比如經濟、法律、環境、政治及監管事宜，或缺乏市場。將與評估早期的項目有關的估計已發現可開採數量分類為或有資源亦屬適當。或有資源根據與估算相關的可確定性的程度進一步分類，並可根據項目到期日再分類及／或按其經濟地位定性。

d) 不可開採資源量

不可開採資源量指預期未來開發項目於給定日期不可開採的原始已發現石油儲量或原始未發現石油儲量部分。該等數量的部分可能於日後因商業情況變化或發生技術發展而變得可開採；其他部分可能因物理／化學限制（比如流體與儲油岩的地下交互作用）而永遠不可開採。

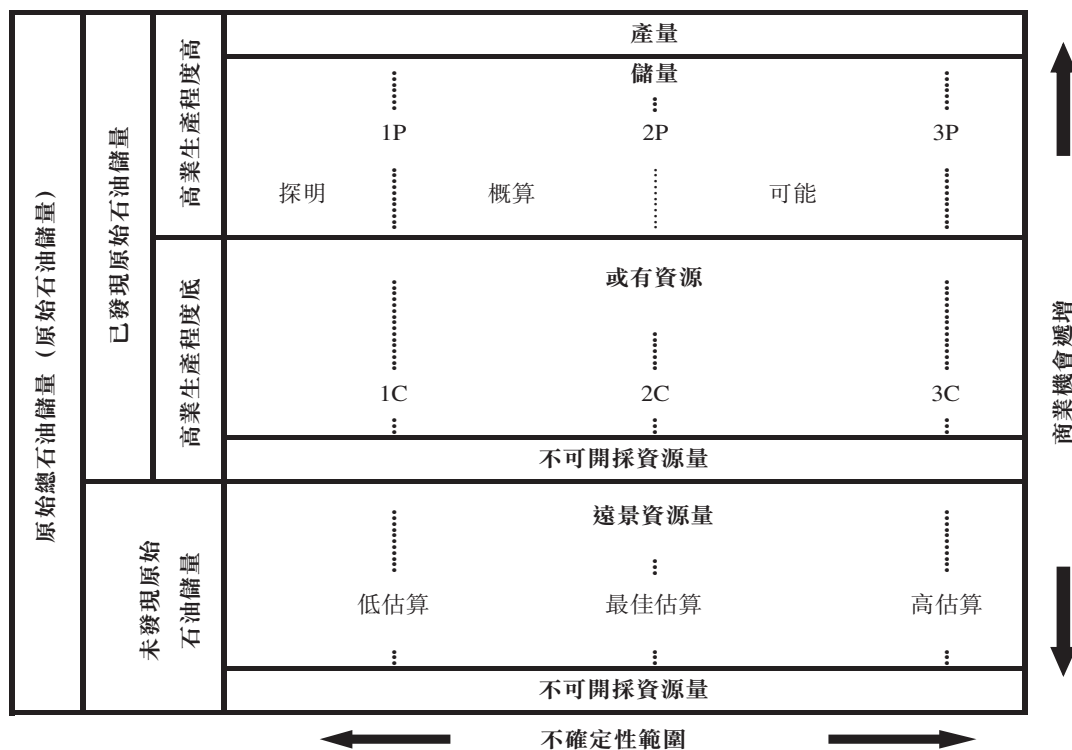
原始未發現石油儲量（相當於「未發現資源量」）指於給定日期尚未發現的油藏估計將蘊藏的石油數量。原地未發現石油儲量的可開採部分指「遠景資源量」，其餘為「不可開採資源量」。

a) 遠景資源量

遠景資源量指該等於給定日期通過應用未來開發項目從未發現油藏中可能開採出來的估計石油數量。遠景資源量存在相關發現機會及開發機會。遠景資源量根據與可開採估算相關的可確定性的程度進一步分類（假設該等資源可予發現及開發），並可根據項目到期日再分類。

概不確定該等資源的任何部分會否被發現。如果被發現，概不確定其在商業上是否可用來生產該等資源的任何部分。

圖1 – 資源分類框架 (美國石油工程師協會 – 石油資源管理系統, 圖1.1)



桶油當量

如果本報告任何時候提到「桶油當量」(桶油當量)，所使用的轉換率為6千標準立方英尺：1標準桶 (6千立方英尺：1桶)。

桶油當量可能會產生誤導，尤其是如果單獨使用的時候。桶油當量的轉換率 (6千立方英尺：1桶) 乃根據主要應用於燃燒器嘴的能源等量轉換法計算得出，並不代表井口的價值等量。

資料來源

在編製本報告時所用的數據來源如下：

- i) 所有權及開採費用乃摘錄自 貴公司記錄內的資料及我們與 貴公司的信函；
- ii) 生產數據直接摘錄自 貴公司的文件；
- iii) 油井數據可查詢 貴公司的油井文件；

- iv) 經營成本乃根據我們與 貴公司的討論及我們於該等新資產領域的經驗計算得出；
- v) 價格差異乃由 貴公司參考運輸關稅、銷售點及國內需求取得；
- vi) 開發計劃的時間順序及資本估算乃根據與 貴公司的討論以及我們的經驗和判斷確定。

產品價格

為符合NI 51-101及石油資源管理系統標準，本報告所用的預測石油價格乃根據以下因素計算得出：

- i) 出口價格乃使用預測布倫特油價減運輸折扣16.37美元／標準桶、出口稅5.20美元／標準桶及相關出口租賃稅（出口租賃稅）確定；
- ii) 國內價格由政府以法律規定，為26.72美元／標準桶，扣除12%的增值稅（增值稅）後減少至23.45美元／標準桶；
- iii) 本報告使用的天然氣價格為1.16美元／千標準立方英尺（已扣除增值稅）；
- iv) 我們已假設首三年出口／國內的銷售額分配比例為90/10，其後年度為80/20。

價格預測及基本標準載於執行摘要表5。

礦區使用費

如本報告正文所論述，哈薩克斯坦的礦區使用費計劃已被納入本次評估。

資本開支及經營成本

經營成本及資本開支乃根據以往經驗及類比（如必要）計算得出，本年度以美元表示，並累計增加如下：

二零一一年	—	無累計增加
二零一二年至二零二六年	—	每年2.0%
其後	—	無累計增加

所得稅參數

我們已根據 貴公司的資料及對哈薩克斯坦共和國《稅法》的審閱，於本報告編製一份現金流量「除稅後」分析。

哈薩克斯坦的企業所得稅率於二零一三年一月一日之前為20%、二零一三年為17.5%及自二零一四年一月一日起及其後為15%。

油氣井、設施及廠房的資本開支均按直線法分四年折舊。

超額利潤稅亦已根據一家全球會計師事務所發佈的公告內所載的計算方法入賬。

棄置和恢復

棄置和恢復成本（經扣除殘值）已被計入任何特殊油井最後開採活動的現金流量內。停產成本並不影響經濟限制，並由ERGO自動計入生產的最終年度內。

環境責任

貴公司已告知我們，如隨附的聲明函件所示， 貴公司在所有重大方面均遵守所有環境法律，並無任何未決的環境申索。

經濟狀況

在分析現金流量時，為簡單起見，就各實體及資產摘要載列的稅前經濟分析的結果乃以簡明形式在一個頁面上呈列，然而，如因任何原因需要提供現金流量更詳細的明細，可能需要提供獨立附表，在摘要頁面上顯示完整的推導過程及任何或所有欄的明細。

經濟簡報顯示總資產以及公司石油、天然氣及各液化天然氣產品的總產量及淨產量（扣除礦區使用費前後），連同已就石油質量及天然氣的熱值調整的產品價格。石油價格亦包括經扣除的貨運成本及（如適用）經扣除的礦區使用費。

第二級包括資產的收益、礦區使用費、經營成本、加工收入、停產成本、資本及現金流量。經營成本乃就總資產、公司在可變成本與固定成本間分佔的比例及每桶油當量的實際成本呈列。

收益淨額以每年作為每桶油當量的美元淨回值呈列。單獨呈列石油或天然氣的定制加工收入。

數據的第三級呈列按不同折現率計算所得的累計現金流量值(現值)。並且，亦會呈列淨現金流量明細。項目盈利能力標準概述於頁面的右下角。該等數據與企業評估無關，但可用於評估個人資本項目。

所得稅及超額利潤稅計算方法載於第二頁。

於本報告，尚未就可能儲量或遠景資源量賦予任何經濟價值。

執行摘要
索引

預測價格及成本

緒言

方位圖

表1： 油氣儲量摘要

表2： 淨現值摘要

表3： 總未來收益淨額（未貼現）

表4： 未來收益淨額－按生產類別

表4A： 儲量及淨現值－按生產類別

表5： 產品價格預測

哈薩克斯坦共和國
ADEK區塊(合約地區)
ADEK區塊
執行摘要

緒言

貴公司擁有被稱作ADEK區塊的「許可證」及「勘探合同」的100%開採權益，ADEK區塊位於哈薩克斯坦境內的Mangistau Oblast，距離哈薩克斯坦共和國(哈薩克斯坦共和國)阿克套約50公里。

最初，勘探合同授予我們權利，在面積約為200平方公里的地區(在此統稱為「ADE區塊」)從事勘探及開發活動。

ADE區塊由三個油田組成，Aksaz油田、Dolinnoe油田及Emir油田。於二零零六年財政年度期間內，勘探合同擴大至包括鄰近ADE區塊的另外260平方公里土地，我們在此稱為「東南區塊」，該區塊包括Kariman油氣田以及Borly及Yessen構造。

下表概述目標公司於二零一零年十二月三十一日按區塊劃分的已開發及未開發土地總額及淨額：

	於二零一零年十二月三十一日					
	已開發		未開發		總計	
	總額	淨額	總額	淨額	總額	淨額
						(畝)
ADE區塊	970	970	46,785	46,785	47,755	47,755
東南區塊	750	750	65,165	65,165	65,915	65,915

到目前為止，現有24個油井，其中16個油井目前在產，每天的總產量為2,572標準桶。

ADEK區塊位於Mangistau Ustyrt Central High邊緣地區，該地區擁有多個在產油田。主要產油層為中三疊紀碳酸岩。

如我們的測井記錄分析所示，侏羅紀是油氣遠景的次要開採機會。潛在資源已獲確定，但本報告尚未賦予或估算任何儲量。

下一頁呈列ADEK區塊的方位圖。

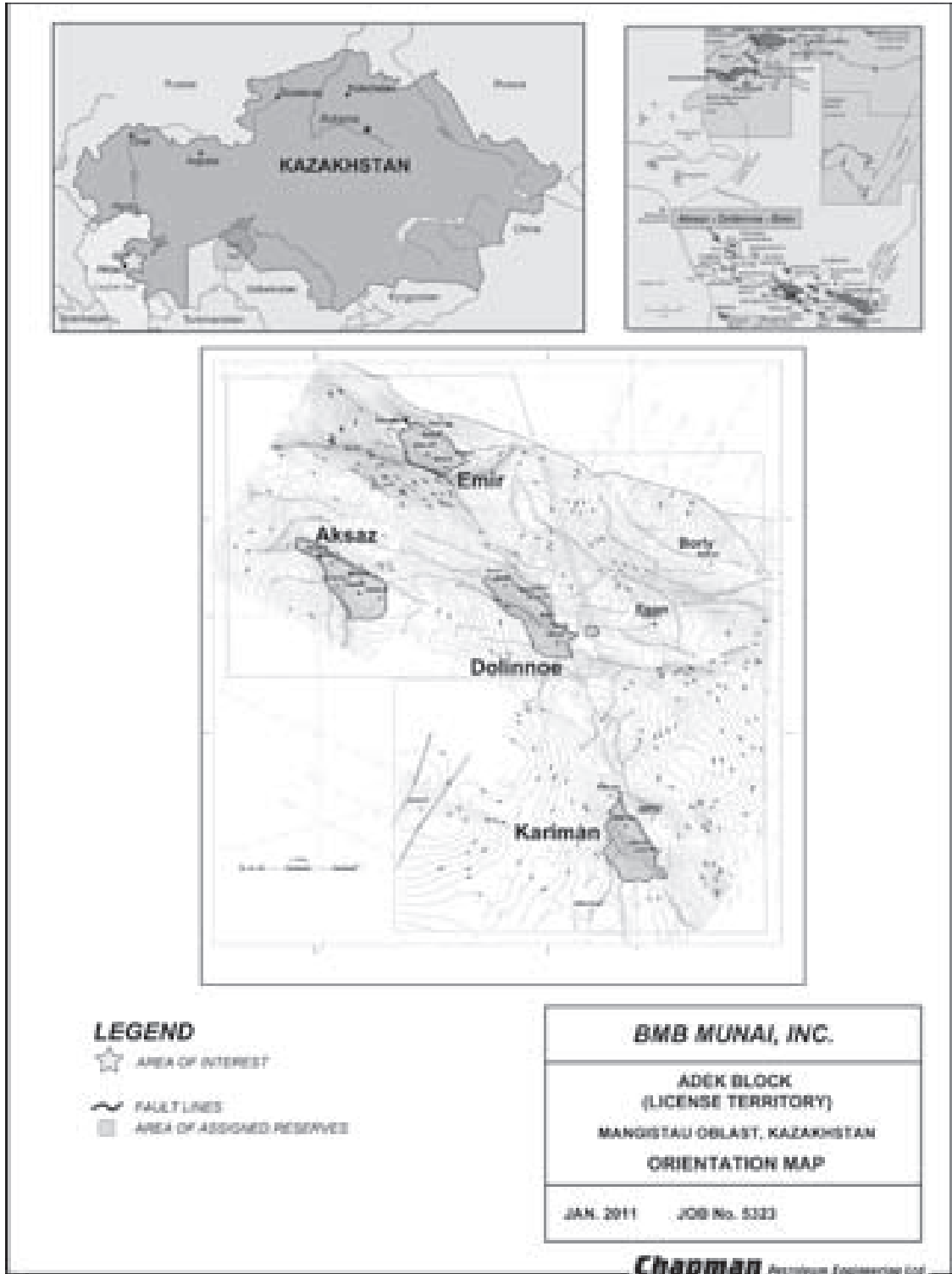


表1

BMB Munai, Inc.
油氣儲量摘要
 二零一一年一月一日
 (截至二零一零年十二月三十一日)

預測價格及成本

儲量類別	貴公司儲量							
	輕質油及中質油		重質油		天然氣 ¹		液化天然氣	
	總儲量	淨儲量	總儲量	淨儲量	總儲量	淨儲量	總儲量	淨儲量
	千標準桶	千標準桶	千標準桶	千標準桶	百萬標準 立方英尺	百萬標準 立方英尺	千桶	千桶
探明儲量								
已開發動用儲量	8,030	8,030	0	0	6,322	6,322	0	0
已開發未動用儲量	12,919	12,919	0	0	16,526	16,526	0	0
未開發儲量	2,590	2,590	0	0	3,994	3,994	0	0
探明儲量總額	23,539	23,539	0	0	26,842	26,842	0	0
概算儲量	61,451	61,451	0	0	36,821	36,821	0	0
探明和概算儲量總額	84,990	84,990	0	0	63,663	63,663	0	0
可能儲量	29,714	29,714	0	0	34,155	34,155	0	0
探明和概算 和可能儲量總額	114,704	114,704	0	0	97,818	97,818	0	0

參考：第2.1條

(1) 51-101F1表格

由於整份報告的數額均為四捨五入的數額相加的結果，故各欄不能準確地相加。

附註：1 包括適用之伴生氣、非伴生氣及溶解氣。

表2

BMB Munai, Inc.
淨現值摘要
 二零一一年一月一日
 (截至二零一零年十二月三十一日)

預測價格及成本

除所得稅前

儲量類別	未來收益淨額現值淨額 貼現				
	0 % / 年 千美元	5 % / 年 千美元	10 % / 年 千美元	15 % / 年 千美元	20 % / 年 千美元
探明儲量					
已開發動用儲量	386,500	271,250	210,125	172,886	147,851
已開發未動用儲量	624,071	414,395	303,747	237,412	193,736
未開發儲量	96,314	70,553	52,863	40,370	31,331
探明儲量總額	1,106,885	756,198	566,735	450,668	372,918
概算儲量	2,675,462	1,282,065	745,750	486,584	341,172
探明和概算儲量總額	3,782,347	2,038,263	1,312,485	937,252	714,090

除所得稅後

儲量類別	未來收益淨額現值淨額 貼現				
	0 % / 年 千美元	5 % / 年 千美元	10 % / 年 千美元	15 % / 年 千美元	20 % / 年 千美元
探明儲量					
已開發動用儲量	287,967	221,343	177,114	149,175	130,098
已開發未動用儲量	395,997	284,518	210,939	166,225	137,063
未開發儲量	73,876	54,786	41,474	31,921	24,907
探明儲量總額	757,839	560,648	429,527	347,321	292,068
概算儲量	1,971,887	1,116,799	667,740	435,840	304,367
探明和概算儲量總額	2,729,727	1,677,447	1,097,267	783,161	596,434

參考：第2.1 (2)條51-101F1表格

M\$指千美元

由於整份報告的數額均為四捨五入的數額相加的結果，故各欄不能準確地相加。

表3

BMB Munai, Inc.
總未來收益淨額（未貼現）
二零一一年一月一日
（截至二零一零年十二月三十一日）

預測價格及成本

儲量類別	收益 千美元	礦區		開發成本 千美元	油井停產 成本 千美元	除	除	
		使用費 千美元	經營成本 千美元			所得稅前 未來收益 淨額 千美元	所得稅後 未來收益 淨額 千美元	
探明儲量總額	1,425,697	92,495	185,282	39,390	1,645	1,106,885	-349,046	757,839
探明和概算儲量	5,369,176	422,317	692,620	468,271	3,622	3,782,347	-1,052,620	2,729,727

參考：第2.1 (3)(b) NI 51-101F1條

M\$指千美元

表4

BMB Munai, Inc.

未來收益淨額

按生產類別

二零一一年一月一日

(截至二零一零年十二月三十一日)

預測價格及成本

儲量類別	生產類別	除所得稅前 未來收益淨額 (貼現率為 10% / 年) 千美元
探明儲量總額	輕質油及中質油 (包括溶解氣及其他副產品)	566,735
	重質油 (包括溶解氣及其他副產品)	0
	天然氣 (包括副產品但不包括溶解氣)	0
探明概算儲量	輕質油及中質油 (包括溶解氣及其他副產品)	1,312,485
	重質油 (包括溶解氣及其他副產品)	0
	天然氣 (包括副產品但不包括溶解氣)	0

參考：第2.1 (3)(c) NI 51-101F1條

M\$指千美元

表4A

BMB Munai, Inc.
油氣儲量及淨現值
按生產類別
二零一一年一月一日
(截至二零一零年十二月三十一日)

預測價格及成本

本集團儲量類別	石油		天然氣		液化天然氣		淨現值 (除所得 稅前) 10% 千美元	單位 價格@ 10%/年 美元/ 標準桶
	總儲量	淨儲量	總儲量	淨儲量	總儲量	淨儲量		
	千標準桶	千標準桶	百萬標準 立方英尺	百萬標準 立方英尺	千桶	千桶		
輕質油及中質油¹								
探明儲量								
已開發動用儲量	8,030	8,030	6,322	6,322	0	0	210,125	26.17
已開發未動用儲量	12,919	12,919	16,526	16,526	0	0	303,747	23.51
未開發儲量	2,590	2,590	3,994	3,994	0	0	52,863	20.41
探明儲量總額	23,539	23,539	26,842	26,842	0	0	566,735	24.08
概算儲量	61,451	61,451	36,821	36,821	0	0	745,750	12.14
探明和概算儲量	84,990	84,990	63,663	63,663	0	0	1,312,485	15.44

參考：第2.1 (3)(c) NI 51-101F1條

M\$指千美元

由於整份報告的數額均為四捨五入的數額相加的結果，故各欄不能準確地相加。

附註：1 包括溶解氣。

TP	23,539	23,539	26,842	26,842	0	0	566,735
PR	84,990	84,990	63,663	63,663	0	0	1,312,485
探明儲量總額	23,539	23,539	26,842	26,842	0	0	566,735
探明和概算儲量	84,990	84,990	63,663	63,663	0	0	1,312,485

表5

CHAPMAN PETROLEUM ENGINEERING LTD.

原油及天然氣

歷史、固定、現時及未來價格

二零一一年一月一日

日期	國際布倫特 價格(過去)	哈薩克斯坦 出口價格	哈薩克斯坦 本土售價	哈薩克斯坦 混合油售價 哈薩克斯坦 石油	ERT稅率	哈薩克斯坦 天然氣售價 哈薩克斯坦 天然氣 美元/千標準 立方英尺 ⁵
	美元/ 標準桶 ¹	美元/ 標準桶 ²	美元/ 標準桶 ³	美元/ 標準桶 ⁴	%	
歷史價格						
2004	38.03	-	-	-	-	-
2005	55.28	-	-	-	-	-
2006	66.09	-	-	-	-	-
2007	72.74	-	-	-	-	-
2008	98.33	-	-	-	-	-
2009	62.52	-	-	-	-	-
2010	77.28	-	-	-	-	-
本年度預測						
2011	89.56	67.99	26.72	53.17	17%	1.16
未來預測						
2012	91.74	70.17	26.72	53.54	19%	1.16
2013	93.92	72.35	26.72	55.13	19%	1.16
2014	96.10	74.53	26.72	53.07	19%	1.16
2015	99.38	77.81	26.72	55.19	19%	1.16
2016	102.65	81.08	26.72	56.01	21%	1.16
2017	104.83	83.26	26.72	57.39	21%	1.16
2018	107.01	85.44	26.72	58.77	21%	1.16
2019	109.20	87.63	26.72	60.15	21%	1.16
2020	111.51	89.94	26.72	60.89	22%	1.16
2021	113.87	92.30	26.72	62.37	22%	1.16
2022	116.27	94.70	26.72	63.87	22%	1.16
2023	118.73	97.16	26.72	65.40	22%	1.16
2024	121.23	99.66	26.72	66.16	23%	1.16
2025	123.79	102.22	26.72	67.74	23%	1.16
2026	126.39	104.82	26.72	69.34	23%	1.16

其後價格固定

附註：

- 1 布倫特以往價格根據歷史趨勢估算。
- 2 出口價格按貼現價16.37美元估算，出口稅比布倫特以往價格少5.20美元。
- 3 哈薩克斯坦本土油價按最新發佈數據計算得出。
- 4 哈薩克斯坦石油價格=90%*出口價格*(1-ERT)+10%*本土價格/(1+VAT) (二零一三年前) (VAT=12%);哈薩克斯坦石油價格=80%*出口價格*(1-ERT)+20%*本土價格/(1+VAT) (自二零一四年起) (VAT=12%);
- 5 哈薩克斯坦本土天然氣價格按最新發佈數據計算得出。

貴公司儲量及經濟摘要

索引

預測價格及成本

表1： 貴公司儲量及經濟摘要（除所得稅前）

表1T： 貴公司儲量及經濟摘要（除所得稅後）

綜合現金流量

表2： 探明已開發動用儲量總額

表3： 探明已開發儲量總額

表4： 探明儲量總額

表5： 探明和概算儲量總額

Description	Reserves						Cumulative Cash Flow (BIT) - M\$					
	Light and Medium Oil H5TB		Sales Gas MMscf		BOE Mboe		Undisc.	8%/year	Discounted at:			
	Gross	Net	Gross	Net	Gross	Net			10%/year	15%/year	20%/year	
Proved Developed Producing												
Aksaz	260	260	2,051	2,051	681	681	13,177	11,585	10,360	9,390	8,605	
Dolince	1,715	1,715	1,960	1,960	2,041	2,041	80,272	59,470	47,183	38,183	33,580	
Kariman	6,028	6,028	2,010	2,010	6,361	6,361	283,052	200,184	152,582	124,352	105,665	
Total Proved Developed Producing	8,003	8,003	6,022	6,022	8,984	8,984	386,500	271,250	210,125	172,886	147,851	
Proved Developed Non-Producing												
Aksaz	1,204	1,264	8,203	8,203	2,631	2,631	61,427	46,082	36,203	29,427	24,545	
Dolince	3,227	3,227	5,262	5,262	4,104	4,104	164,009	106,829	79,677	62,959	51,724	
Emir	24	24	3	3	24	24	582	544	511	481	454	
Kariman	8,405	8,405	3,058	3,058	8,915	8,915	408,052	281,231	187,356	144,546	117,014	
Total Proved Developed Non-Producing	12,919	12,919	16,526	16,526	15,674	15,674	624,071	414,395	303,747	237,412	193,736	
Total Proved Developed	20,949	20,949	22,848	22,848	24,758	24,758	1,010,571	685,645	513,872	410,298	341,587	
Proved Undeveloped												
Aksaz	19	19	370	370	80	80	526	444	377	320	272	
Dolince	2,571	2,571	3,626	3,626	3,175	3,175	95,788	70,109	52,487	40,950	31,059	
Total Proved Undeveloped	2,590	2,590	3,994	3,994	3,256	3,256	96,314	70,553	52,863	40,370	31,331	
Total Proved	23,539	23,539	26,842	26,842	28,013	28,013	1,106,885	756,198	566,735	450,668	372,918	
Probable												
Probable Developed Producing												
Aksaz	182	182	2,106	2,106	533	533	8,688	7,345	6,170	5,258	4,532	
Dolince	742	742	804	804	886	886	32,182	24,374	19,581	16,219	13,043	
Kariman	4,109	4,109	1,337	1,337	4,331	4,331	195,315	156,879	68,748	49,005	36,917	
Total Probable Developed Producing	5,032	5,032	4,207	4,207	5,750	5,750	237,385	137,599	94,499	70,579	55,992	
Probable Developed Non-Producing												
Aksaz	557	557	4,719	4,719	1,344	1,344	27,245	22,355	18,572	15,604	13,245	
Dolince	1,198	1,198	2,205	2,205	1,365	1,365	51,301	42,926	34,906	28,326	23,130	
Emir	3,072	3,072	887	887	5,220	5,220	247,709	151,520	106,516	81,140	64,979	
Kariman	10,498	10,498	3,570	3,570	11,093	11,093	526,530	299,754	191,264	131,797	95,684	
Total Probable Developed Non-Producing	17,325	17,325	11,381	11,381	18,222	18,222	852,786	516,554	351,357	256,867	197,028	
Probable Undeveloped												
Aksaz	837	837	5,028	5,028	1,875	1,875	16,767	8,347	3,623	567	(1,433)	
Dolince	6,425	6,425	9,059	9,059	7,936	7,936	247,043	157,268	104,508	72,555	51,703	
Emir	26,258	26,258	3,653	3,653	26,809	26,809	1,083,396	326,961	110,957	36,546	7,286	
Kariman	5,573	5,573	3,382	3,382	6,137	6,137	229,095	135,236	80,405	49,470	31,685	
Total Probable Undeveloped	39,893	39,893	21,131	21,131	42,615	42,615	1,585,291	627,912	299,894	159,128	88,742	
Total Probable	61,451	61,451	36,821	36,821	67,887	67,887	2,678,462	1,282,065	746,750	496,584	341,172	
Total Proved Plus Probable	84,990	84,990	63,663	63,663	95,600	95,600	3,782,347	2,038,263	1,312,485	937,352	714,090	
Possible												
Aksaz	1,351	1,351	10,232	10,232	3,056	3,056						
Dolince	13,611	13,611	19,344	19,344	16,835	16,835						
Emir	9,893	9,893	1,473	1,473	10,139	10,139						
Kariman	4,859	4,859	3,106	3,106	5,377	5,377						
Total Possible	29,714	29,714	34,155	34,155	35,406	35,406						
Total Proved Plus Probable Plus Possible	114,704	114,704	97,818	97,818	131,006	131,006						

Table 1T
Summary of Company Reserves and Economics
After Income Tax
January 1, 2011
BMB Muna, Inc.

Forecast Prices & Costs

Description	Net To Appraised Interest						Cumulative Cash Flow - M\$				
	Oil MSTB		Sales Gas MMscf		NGL Mbbls		Undisc.	Discounted at:			
	Gross	Net	Gross	Net	Gross	Net		5%/year	10%/year	15%/year	20%/year
Proved Developed Producing											
Total Proved Developed Producing (BIT)	8,030	8,030	6,322	6,322	9,084	9,084	380,500	271,250	210,125	172,880	147,851
Corporate Income Tax	-	-	-	-	-	-	(38,141)	(20,841)	(14,538)	(11,019)	(8,711)
Excess profits Tax	-	-	-	-	-	-	(59,392)	(29,066)	(18,473)	(12,692)	(8,041)
Total Proved Developed Producing (AIT)	8,030	8,030	6,322	6,322	9,084	9,084	287,967	221,343	177,114	149,175	130,998
Proved Developed Non-Producing											
Total Proved Developed Non-Producing (BIT)	12,919	12,919	16,526	16,526	15,674	15,674	624,071	414,395	303,747	237,412	193,736
Corporate Income Tax	-	-	-	-	-	-	(98,791)	(91,806)	(67,350)	(38,572)	(32,436)
Excess profits Tax	-	-	-	-	-	-	(129,284)	(68,070)	(45,456)	(32,615)	(24,237)
Total Proved Developed Non-Producing (AIT)	12,919	12,919	16,526	16,526	15,674	15,674	395,997	284,518	210,939	166,225	137,663
Total Proved Developed (AIT)	20,949	20,949	22,848	22,848	24,758	24,758	683,963	505,861	388,053	315,400	267,161
Proved Undeveloped											
Total Proved Undeveloped (BIT)	2,580	2,580	3,994	3,994	3,256	3,256	96,314	70,553	52,863	40,370	31,331
Corporate Income Tax	-	-	-	-	-	-	(14,647)	(11,012)	(8,505)	(6,712)	(5,404)
Excess profits Tax	-	-	-	-	-	-	(7,791)	(4,754)	(2,886)	(1,737)	(1,020)
Total Proved Undeveloped (AIT)	2,580	2,580	3,994	3,994	3,256	3,256	73,876	54,786	41,474	31,921	24,907
Total Proved (AIT)	23,529	23,529	26,842	26,842	28,013	28,013	757,839	600,648	429,527	347,321	292,068
Probable											
Total Probable (BIT)	61,451	61,451	36,621	36,621	67,587	67,587	2,675,462	1,282,065	745,750	486,584	341,172
Corporate Income Tax	-	-	-	-	-	-	(403,552)	(169,050)	(99,549)	(71,712)	(54,450)
Excess profits Tax	-	-	-	-	-	-	(300,023)	(8,211)	21,535	20,969	17,645
Total Probable (AIT)	61,451	61,451	36,621	36,621	67,587	67,587	1,971,887	1,116,799	667,740	436,840	304,367
Total Proved Plus Probable (AIT)	84,980	84,980	63,463	63,463	95,600	95,600	2,729,727	1,677,447	1,097,267	783,161	596,434
Possible											
Total Possible (BIT)	29,714	29,714	34,155	34,155	35,406	35,406	-	-	-	-	-
Corporate Income Tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Excess profits Tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Possible (AIT)	29,714	29,714	34,155	34,155	35,406	35,406	-	-	-	-	-
Total Proved Plus Probable Plus Possible (AIT)	114,704	114,704	97,618	97,618	131,006	131,006	-	-	-	-	-

M\$ means thousands of dollars

Gross reserves are the total of the Company's working and/or royalty interest share before deduction of royalties owned by others.

Net reserves are the total of the Company's working and/or royalty interest share after deducting the amounts attributable to royalties owned by others.

Columns may not add precisely due to accumulative rounding of values throughout the report.

Table 2

EVALUATION OF: **BMS Munal, Inc.**
 ***** Grand Total Proved Developed Producing

ERCO v7.41 P2 ENERGY SOLUTIONS
 GLOBAL : 25-MAR-2011 5278
 EFF:01-JAN-2011 DISC:01-JAN-2011
 RUN DATE: 28-MAR-2011 TIME: 14:32
 FILE:

GRAND TOTAL

EVALUATED BY -
 COMPANY EVALUATED - **BMS Munal, Inc.**
 APPRAISAL FOR -
 PROJECT - **FORECAST PRICES & COSTS**

TOTAL CAPITAL COSTS - 2304 -M\$-
 TOTAL ABANDONMENT - 965 -M\$-

Year	Oil MSTB						Sales Gas MCF					
	Pool			Company Share			Pool			Company Share		
	# of Wells	Price \$/STB	STB/D	Vol	Gross	Net	# of Wells	Price \$/MCF	MCF/D	Vol	Gross	Net
2011	16	53.17	2166.5	791	791	791	0	1.16	2283.2	833	833	833
2012	14	53.54	2711.9	990	990	990	0	1.16	3041.2	1110	1110	1110
2013	14	55.13	2276.7	831	831	831	0	1.16	2558.0	934	934	934
2014	13	53.07	1761.6	643	643	643	0	1.16	1851.7	693	693	693
2015	11	55.19	1414.2	516	516	516	0	1.16	1157.3	422	422	422
2016	11	56.01	1244.8	454	454	454	0	1.16	976.8	357	357	357
2017	11	57.39	1105.7	404	404	404	0	1.16	831.4	303	303	303
2018	11	58.77	963.8	352	352	352	0	1.16	678.6	248	248	248
2019	9	60.15	857.3	313	313	313	0	1.16	586.6	214	214	214
2020	9	60.89	783.1	286	286	286	0	1.16	515.4	188	188	188
2021	9	62.37	710.9	259	259	259	0	1.16	452.7	165	165	165
2022	8	63.87	626.2	229	229	229	0	1.16	382.2	132	132	132
2023	7	65.40	572.2	209	209	209	0	1.16	282.9	103	103	103
2024	7	66.16	526.7	192	192	192	0	1.16	257.0	94	94	94
2025	6	67.74	460.0	168	168	168	0	1.16	214.5	78	78	78
SUB				6636	6636	6636				5785	5785	5785
ERM				1394	1394	1394				537	537	537
TOT				8030	8030	8030				6322	6322	6322

- P/T - COMPANY SHARE FUTURE NET REVENUE

Year	Capital Aband		Future Revenue (FR)				Royalties				Operating Costs			FR After Roy/Oper	Net back	Profit Other Income	Cap'l Costs	Aband Costs	Future Net Rev Undisc	Future Net Rev 10.0%
	-M\$-	-M\$-	Oil -M\$-	SaleGas -M\$-	Products -M\$-	Total -M\$-	Crown -M\$-	Other -M\$-	Mineral -M\$-	-M\$-	Fixed -M\$-	Variable -M\$-	\$/BOE							
2011	2200	42045	967	0	43012	0	0	2043	4.7	1576	3222	5.16	36170	38.91	0	2100	100	33970	32389	
2012	204	52997	1288	0	54285	0	0	2579	4.7	1517	4056	4.74	46133	39.27	0	204	0	45929	39811	
2013	52	45813	1083	0	46896	0	0	2673	5.7	1501	3468	5.04	39254	39.79	0	0	52	39202	30893	
2014	106	34124	699	0	34823	0	0	2194	6.3	1289	2705	5.50	28541	38.39	0	0	106	28435	22569	
2015	0	28487	490	0	28977	0	0	1826	6.3	1264	2175	5.86	27312	40.42	0	0	0	27312	15442	
2016	0	25449	414	0	25862	0	0	1629	6.3	1230	1937	6.28	21006	40.88	0	0	0	21006	12436	
2017	0	23161	352	0	23513	0	0	1483	6.3	1216	1742	6.73	18974	41.78	0	0	0	18974	10212	
2018	115	20674	287	0	20981	0	0	1321	6.3	1216	1532	6.99	16892	42.98	0	0	115	16778	8209	
2019	0	18821	248	0	19069	0	0	1201	6.3	1120	1380	7.17	15348	44.09	0	0	0	15348	6836	
2020	0	17405	218	0	17623	0	0	1110	6.3	1142	1279	7.63	14093	44.42	0	0	0	14093	5698	
2021	61	16183	192	0	16375	0	0	1032	6.3	1141	1178	8.08	13025	45.38	0	0	61	12964	4765	
2022	62	14598	153	0	14751	0	0	929	6.3	1003	1046	8.18	11773	46.98	0	0	62	11711	3934	
2023	0	13659	120	0	13779	0	0	868	6.3	943	967	8.45	11001	48.66	0	0	0	11001	3342	
2024	65	12720	109	0	12828	0	0	808	6.3	954	995	8.94	10161	48.88	0	0	65	10097	2789	
2025	0	11373	91	0	11464	0	0	722	6.3	841	796	9.04	9105	50.32	0	0	0	9105	2266	
SUB	2865	377509	6711	0	384220	0	0	22416	5.8	18212	28384		315207		0	2304	561	312342	199388	
ERM	404	96640	823	0	97283	0	0	6139	6.3	3935	6657		74562		0	0	404	74158	19736	
TOT	3269	474169	7533	0	481502	0	0	28545	5.9	28147	35041		389769		0	2304	965	386500	210125	

NET PRESENT VALUE (-M\$-)

Discount Rate	.0%	5.0%	10.0%	15.0%	20.0%	25.0%	30.0%
FR After Roy & Oper.	389769	274022	212671	175296	150161	130033	118285
Profit & Other Income	0	0	0	0	0	0	0
Capital Costs	2304	2239	2179	2124	2072	2024	1979
Abandonment Costs	965	533	367	286	238	206	183
Future Net Revenue	386500	271250	210325	172886	147851	129803	116122

COMPANY SHARE

1st Year Average	Royalties	Oper Costs	FR After Roy/Oper	Capital Costs	Future Net Rev	
% Interest	100.0	100.0				
% of Future Revenue		5.9	13.1	80.9	.5	80.3

PROFITABILITY

COMPANY SHARE BASIS	Before Tax
Rate of Return (%)	999.9
Profit Index (undisc.)	118.2
(disc. @ 10.0%)	82.5
(disc. @ 5.0%)	97.9
First Payout (years)	.1
Total Payout (years)	.1
Cost of Finding (\$/BOE)	.36
NPV @ 10.0% (\$/BOE)	23.13
NPV @ 5.0% (\$/BOE)	29.86

Chapman Petroleum Engineering Ltd.

Table 2T
BMB Manai, Inc.
Corporate Income Tax (CIT) and Excess Profit Tax (EPT)
January 1, 2011
(As of December 31, 2010)

ADE Block and Extended Territory, Republic of Kazakhstan

Total Proved Developed Producing

Year	Gross Income \$M	Deductible Costs				Taxable Income \$M	Corporate Income Tax \$M
		Operating Costs \$M	Mineral Extraction Tax \$M	Deductible Capital \$M	Total Deductions \$M		
2011	43,012	4,798	2043	33,457	40,298	2,714	543
2012	54,285	5,573	2579	33,508	41,660	12,625	2,525
2013	46,696	4,989	2673	33,521	41,163	5,733	1,003
2014	34,623	4,089	2194	28,540	34,823	0	0
2015	28,977	3,439	1826	5,098	10,363	18,614	2,792
2016	25,862	3,227	1629	40	4,896	20,967	3,145
2017	23,513	3,058	1481	27	4,566	18,948	2,842
2018	20,901	2,748	1321	29	4,098	16,803	2,529
2019	19,069	2,500	1201	29	3,730	15,339	2,301
2020	17,623	2,421	1110	29	3,560	14,063	2,109
2021	16,375	2,319	1032	44	3,395	12,980	1,947
2022	14,751	2,049	929	31	3,009	11,742	1,791
2023	13,779	1,910	868	31	2,806	10,970	1,646
2024	12,828	1,859	808	47	2,714	10,114	1,517
2025	11,464	1,637	722	32	2,391	9,073	1,361
Sub total	384,220	46,597	22,416	134,461	203,472	180,746	28,022
Remainder	97,283	16,592	6,129	437	23,158	74,128	11,119
Total	481,502	63,189	28,545	134,898	226,630	254,871	39,141

Year	Net Income \$M	Total Deductions \$M	Ratio	EPT Amount \$M
2011	2,171	40,298	0.05	0
2012	10,100	41,660	0.24	0
2013	4,730	41,163	0.11	0
2014	0	34,823	0.00	0
2015	15,822	10,363	1.53	681
2016	17,822	4,896	3.64	6,409
2017	16,105	4,566	3.53	5,668
2018	14,334	4,098	3.50	5,015
2019	13,038	3,730	3.50	4,559
2020	11,954	3,560	3.36	4,057
2021	11,033	3,395	3.25	3,649
2022	9,981	3,009	3.32	3,356
2023	9,325	2,806	3.32	3,137
2024	8,597	2,714	3.17	2,783
2025	7,712	2,391	3.23	2,535
Sub total	152,724	203,472		41,851
Remainder	63,007	23,158	2.72	17,541
Total	215,730	226,630		59,392

Net Present Values	Discount Factors - %/yr.				
	0	5	10	15	20
Corporate Income Tax	39,141	20,841	14,538	11,019	8,711
Excess Profits Tax	59,392	29,066	18,473	12,692	9,041

Chapman Petroleum Engineering Ltd.

Table 3

EVALUATION OF: BMB Munai, Inc. ERGO v7.41 P2 ENERGY SOLUTIONS GRAND TOTAL
 ***** Grand Total Proved Developed GLOBAL : 25-MAR-2011 5278
EPF:01-JAN-2011 DISC:01-JAN-2011
RUN DATE: 28-MAR-2011 TIME: 14:32
FILE:

EVALUATED BY:
 COMPANY EVALUATED: BMB Munai, Inc.
 APPRAISAL FOR:
 PROJECT: FORECAST PRICES & COSTS

TOTAL CAPITAL COSTS - 7850 -M\$-
 TOTAL ABANDONMENT - 1402 -M\$-

Year	Oil NHTA						Sales Gas MRCF					
	Pool			Company Share			Pool			Company Share		
	# of Wells	Price \$/STB	STB/D	Vol	Gross	Net	# of Wells	Price \$/MCF	MRCF/D	Vol	Gross	Net
2011	17	53.17	2342.9	855	855	855	0	1.16	3.5	912	912	912
2012	21	53.34	7166.6	2616	2616	2616	0	1.16	10.2	3777	3777	3777
2013	20	55.13	6616.7	2196	2196	2196	0	1.16	8.7	3183	3183	3183
2014	19	53.07	4799.2	1752	1752	1752	0	1.16	6.6	2396	2396	2396
2015	17	55.19	3894.8	1422	1422	1422	0	1.16	4.9	1782	1782	1782
2016	17	56.01	3377.5	1233	1233	1233	0	1.16	4.0	1456	1456	1456
2017	16	57.39	2957.7	1080	1080	1080	0	1.16	3.4	1233	1233	1233
2018	17	58.77	2687.8	981	981	981	0	1.16	3.0	1089	1089	1089
2019	15	60.15	2344.6	854	854	854	0	1.16	2.6	942	942	942
2020	15	60.89	2083.7	761	761	761	0	1.16	2.2	821	821	821
2021	16	62.37	2358.3	861	861	861	0	1.16	2.1	784	784	784
2022	15	63.87	2045.6	747	747	747	0	1.16	1.9	690	690	690
2023	13	65.40	1785.5	652	652	652	0	1.16	1.7	606	606	606
2024	13	66.16	1607.6	587	587	587	0	1.16	1.5	551	551	551
2025	12	67.74	1422.9	519	519	519	0	1.16	1.2	437	437	437
SUB				17115	17115	17115				20658	20658	20658
REM				3834	3834	3834				2190	2190	2190
TOT				20949	20949	20949				22848	22848	22848

* P/T = ***** COMPANY SHARE FUTURE NET REVENUE *****

Year	Capital		Future Revenue (FR)				Royalties				Operating Costs				FR After Roy & Oper.	Net back	Proc & Other	Cap*1	Aband	Future Net Rev	
	Costs	Aband	Oil	SaleGas	Products	Total	Crown	Other	Mineral	Fixed	Variable	FR After	Net	Income						Costs	Costs
	-M\$-	-M\$-	-M\$-	-M\$-	-M\$-	-M\$-	-M\$-	-M\$-	-M\$-	-M\$-	-M\$-	-M\$-	-M\$-	-M\$-	-M\$-	-M\$-	-M\$-	-M\$-	-M\$-	-M\$-	
2011	10600	45470	1058	0	46527	0	0	2210	4.7	1683	3562	5.15	39132	38.86	0	10500	190	28522	27204		
2012	355	140051	4381	0	144432	0	0	9430	6.5	3250	11510	4.58	120142	37.02	0	204	51	119887	103517		
2013	52	121071	3693	0	124764	0	0	8591	6.9	3269	9854	4.81	103049	37.79	0	0	52	102997	81160		
2014	106	92963	2779	0	95742	0	0	7128	7.4	3192	7989	5.20	77432	36.00	0	0	106	73226	55353		
2015	0	78458	2067	0	80525	0	0	5073	6.3	3104	6569	5.43	65779	38.28	0	0	0	65779	42437		
2016	55	69048	1689	0	70737	0	0	4456	6.3	3112	5786	6.03	57382	38.89	0	0	55	57327	33939		
2017	450	61955	1421	0	63386	0	0	3993	6.3	3110	5153	6.43	51120	39.79	0	450	0	50680	27276		
2018	115	57856	1263	0	58919	0	0	3712	6.3	3168	4767	6.83	47272	40.66	0	0	115	47157	23073		
2019	0	51475	1093	0	52568	0	0	3312	6.3	2973	4233	7.12	42050	41.52	0	0	0	42050	18704		
2020	1195	46310	952	0	47262	0	0	2978	6.3	2919	3829	7.52	37536	41.83	0	1195	0	36341	14695		
2021	61	53688	910	0	54597	0	0	3440	6.3	3044	4413	7.52	43762	44.08	0	0	61	43641	16042		
2022	124	47689	800	0	48489	0	0	3055	6.3	2830	3900	7.81	38705	44.92	0	0	124	38540	12893		
2023	0	42622	702	0	43324	0	0	2729	6.3	2623	3467	8.09	34504	45.85	0	0	0	34504	10483		
2024	65	38821	629	0	39451	0	0	2486	6.3	2602	3182	8.52	31190	45.96	0	0	65	31126	8936		
2025	0	35181	507	0	35688	0	0	2248	6.3	2404	2858	8.88	28178	47.59	0	0	0	28178	7875		
SUB	13079	982458	23963	0	1006421	0	0	64941	6.4	43382	81012		817185		0	12350	729	804106	483287		
REM	873	265840	2541	0	268381	0	0	16958	6.3	23167	21169		207137		0	0	673	206464	10585		
TOT	13952	1248298	26503	0	1274802	0	0	81749	6.4	66549	102182		1024322		0	12350	1402	1010570	513872		

***** NET PRESENT VALUE (-M\$-) *****

Discount Rate	.0%	5.0%	10.0%	15.0%	20.0%	25.0%	30.0%
FR After Roy & Oper.	1024322	697885	525269	421123	351982	302792	265967
Proc & Other Income	0	0	0	0	0	0	0
Capital Costs	12350	11516	10914	10455	10089	9787	9527
Abandonment Costs	1402	724	482	306	264	234	204
Future Net Revenue	1010571	685645	513872	410298	341587	292741	256206

***** COMPANY SHARE *****

	1st Year	Average	Royalties	Oper Costs	FR After	Capital	Future
% Interest	100.0	100.0	6.4	13.2	80.4	1.0	79.3
% of Future Revenue							

***** PROFITABILITY *****

COMPANY SHARE BASIS	Before Tax
Rate of Return (%)	999.9
Profit Index (undisc.)	73.5
(disc. @ 10.0%)	45.1
(disc. @ 5.0%)	56.0
First Payout (years)	.3
Total Payout (years)	.4
Cost of Finding (\$/BOE)	.56
NPV @ 10.0% (\$/BOE)	29.76
NPV @ 5.0% (\$/BOE)	27.69

Chapman Petroleum Engineering Ltd.

Table 3T
BMB Munal, Inc.
Corporate Income Tax (CIT) and Excess Profit Tax (EPT)
January 1, 2011
(As of December 31, 2010)

ADE Block and Extended Territory, Republic of Kazakhstan

Total Proved Developed

Year	Deductible Costs					Taxable Income \$M	Corporate Income Tax \$M
	Gross Income \$M	Operating Costs \$M	Mineral Extraction Tax \$M	Deductible Capital \$M	Total Deductions \$M		
2011	46,527	5,185	2210	35,557	42,952	3,575	715
2012	144,432	14,860	9430	35,621	59,911	84,521	16,904
2013	124,764	13,123	8591	35,634	57,348	67,416	11,798
2014	95,742	11,181	7128	35,660	53,969	41,773	6,266
2015	80,525	9,673	5073	103	14,849	65,676	9,851
2016	70,737	8,898	4456	53	13,407	57,330	8,599
2017	63,366	8,263	3993	153	12,409	50,957	7,647
2018	56,919	7,905	3712	155	11,802	47,117	7,088
2019	52,568	7,206	3312	155	10,673	41,895	6,284
2020	47,262	6,748	2978	440	10,166	37,096	5,564
2021	54,597	7,457	3440	343	11,240	43,357	6,504
2022	48,489	6,730	3055	345	10,130	38,359	5,754
2023	43,324	6,090	2729	345	9,164	34,160	5,124
2024	39,461	5,784	2486	63	8,333	31,129	4,669
2025	35,688	5,262	2248	47	7,557	28,131	4,220
Sub total	1,005,421	124,396	64,841	144,674	333,909	672,512	106,967
Remainder	268,381	44,336	16,908	706	61,950	206,432	30,965
Total	1,274,802	168,732	81,749	145,381	395,859	878,943	137,931

Year	Net Income \$M	Total Deductions \$M	Ratio	EPT Amount \$M
2011	2,860	42,952	0.07	0
2012	67,617	59,911	1.13	0
2013	55,618	57,348	0.97	0
2014	35,507	53,969	0.66	0
2015	55,824	14,849	3.76	20,502
2016	48,730	13,407	3.63	17,507
2017	43,331	12,409	3.49	15,141
2018	40,049	11,802	3.39	13,703
2019	35,611	10,673	3.34	12,028
2020	31,532	10,166	3.10	10,024
2021	36,854	11,240	3.28	12,277
2022	32,605	10,130	3.22	10,699
2023	29,036	9,164	3.17	9,403
2024	26,459	8,333	3.18	8,585
2025	23,911	7,557	3.16	7,734
Sub total	565,545	333,909		137,602
Remainder	175,467	61,950	2.83	51,074
Total	741,012	395,859		188,676

Net Present Values	Discount Factors - %/yr.				
	0	5	10	15	20
Corporate Income Tax	137,931	82,647	61,888	49,591	41,147
Excess Profits Tax	188,676	97,136	63,931	45,307	33,279

Chapman Petroleum Engineering Ltd.

Table 4

EVALUATION OF: BMS Musai, Inc.
 ***** Grand Total Proved

ERGO v7.43 P2 ENERGY SOLUTIONS GRAND TOTAL
 GLOBAL : 25-MAR-2011 5278
 EFF:01-JAN-2011 DISC:01-JAN-2011
 R03 DATE: 28-MAR-2011 TIME: 14:32
 FILE:

EVALUATED BY: BMS Musai, Inc.
 COMPANY EVALUATED: BMS Musai, Inc.
 APPRAISED FOR: FORECAST PRICES & COSTS
 PROJECT:

TOTAL CAPITAL COSTS - 34380 -M\$-
 TOTAL ABANDONMENT - 1592 -M\$-

Year	# of Wells	Oil NSTB			Company Share			Sales Gas MFCF			Company Share		
		# of Wells	Price \$/STB	STB/D	Vol	Gross	Net	# of Wells	Price \$/MCF	MFCF/D	Vol	Gross	Net
2011	17	53.17	2342.9	855	855	855	0	1.16	2.5	912	912	912	
2012	21	53.54	7166.6	2616	2616	2616	0	1.16	10.3	3777	3777	3777	
2013	23	55.13	6873.3	2509	2509	2509	0	1.16	10.8	3959	3959	3959	
2014	22	53.07	6240.5	2278	2278	2278	0	1.16	8.6	3144	3144	3144	
2015	20	55.19	5194.8	1896	1896	1896	0	1.16	6.7	2451	2451	2451	
2016	20	56.01	4386.1	1601	1601	1601	0	1.16	5.4	1975	1975	1975	
2017	19	57.39	3701.5	1351	1351	1351	0	1.16	4.4	1616	1616	1616	
2018	20	59.77	3236.3	1181	1181	1181	0	1.16	3.8	1371	1371	1371	
2019	18	60.15	2749.1	1003	1003	1003	0	1.16	3.2	1150	1150	1150	
2020	18	60.89	2382.0	869	869	869	0	1.16	2.7	974	974	974	
2021	19	62.37	2578.3	941	941	941	0	1.16	3.5	897	897	897	
2022	18	61.87	2207.9	806	806	806	0	1.16	2.1	773	773	773	
2023	16	65.40	1896.4	692	692	692	0	1.16	1.8	662	662	662	
2024	13	66.16	1407.6	587	587	587	0	1.16	1.5	551	551	551	
2025	12	67.74	1422.9	519	519	519	0	1.16	1.2	437	437	437	
SUB				19705	19705	19705				24652	24652	24652	
REM				3834	3834	3834				2190	2190	2190	
TOT				23539	23539	23539				26842	26842	26842	

= P/T = COMPANY SHARE FUTURE NET REVENUE

Year	Capital & Aband Costs -M\$-	Future Revenue (FR)				Royalties				Operating Costs			FR After Roy & Oper -M\$-	Net back \$/BOE	Proc & Other Income -M\$-	Cap'l Costs -M\$-	Aband Costs -M\$-	Future Net Rev	
		Oil -M\$-	Sale Gas -M\$-	Products -M\$-	Total -M\$-	Crown -M\$-	Other -M\$-	Mineral -M\$-	-M\$-	Fixed -M\$-	Variable -M\$-	\$/BOE						Undisc -M\$-	10.0% -M\$-
2011	10600	45470	1058	0	46527	0	0	2210	4.7	1683	3582	5.15	39132	38.86	0	10500	100	28532	27204
2012	765	140951	4381	0	144432	0	0	9430	6.5	3350	11510	4.58	120142	37.02	0	714	51	119277	103474
2013	2682	128108	4592	0	142900	0	0	9969	7.0	3545	11335	4.76	118051	37.26	0	26530	52	91468	72076
2014	159	120882	1650	0	124521	0	0	9460	7.6	3537	10435	4.99	101100	36.58	0	0	159	100941	72309
2015	0	104646	2843	0	107489	0	0	7257	6.8	3449	8817	5.32	87966	38.17	0	0	0	87966	57286
2016	55	88648	2291	0	91959	0	0	5793	6.3	3464	7565	5.71	75137	38.93	0	0	55	75081	44450
2017	450	77536	1875	0	79411	0	0	5003	6.3	3468	6491	6.15	64449	39.77	0	450	0	63998	34444
2018	115	69422	1591	0	71013	0	0	4474	6.3	3534	5774	6.00	57231	40.60	0	0	115	57116	27946
2019	0	60357	1334	0	61691	0	0	3887	6.3	3346	4991	6.98	49468	41.39	0	0	0	49468	22403
2020	1195	52940	1130	0	54070	0	0	3406	6.3	3300	4399	7.46	42965	41.64	0	1195	0	41770	16390
2021	61	58696	1041	0	59737	0	0	3763	6.3	3432	4843	7.59	47701	43.74	0	0	61	47640	17512
2022	124	51471	897	0	52368	0	0	3299	6.3	3226	4222	7.97	41621	44.53	0	0	124	41496	13867
2023	190	45270	768	0	46038	0	0	2900	6.3	2993	3691	8.33	36453	45.42	0	0	190	36263	11617
2024	65	38211	639	0	39461	0	0	2486	6.3	2662	3182	8.52	31390	45.96	0	0	65	31126	8596
2025	0	35181	507	0	35688	0	0	2248	6.3	2404	2858	8.88	28178	47.59	0	0	0	28178	7075
SUB	46362	1128719	28596	0	1157316	0	0	75587	6.5	47333	93613		940783		0	39390	972	906420	536150
REM	873	265840	2541	0	268381	0	0	16908	6.3	23167	31169		207137		0	0	873	204464	10585
TOT	43025	1394560	31137	0	1425697	0	0	92495	6.5	70500	114782		1147920		0	39390	1645	1106885	566736

NET PRESENT VALUE (-M\$-)										COMPANY SHARE BASIS			
Discount Rate	.0%	5.0%	10.0%	15.0%	20.0%	25.0%	30.0%						
FR After Roy & Oper.	1147920	792544	599575	480679	400568	343033	299737	Rate of Return (%)					
Proc & Other Income	0	0	0	0	0	0	0	Profit Index (undisc.)					
Capital Costs	39390	35474	32261	29575	27296	25338	23640	(disc. @ 10.0%)					
Abandonment Costs	1645	872	578	436	354	300	262	(disc. @ 5.0%)					
Future Net Revenue	1106885	756198	566735	450668	372918	317394	275835	First Payout (years)					
								Total Payout (years)					
								Cost of Finding (\$/BOE)					
								NPV @ 10.0% (\$/BOE)					
								NPV @ 5.0% (\$/BOE)					
% Interest	100.0	100.0											
% of Future Revenue				6.5	13.0	20.5	27.6						

Table 4T
BMB Munai, Inc.
Corporate Income Tax (CIT) and Excess Profit Tax (EPT)
January 1, 2011
(As of December 31, 2010)

ADE Block and Extended Territory, Republic of Kazakhstan

Total Proved

Year	Gross Income \$M	Deductible Costs				Taxable Income \$M	Corporate Income Tax \$M
		Operating Costs \$M	Mineral Extraction Tax \$M	Deductible Capital \$M	Total Deductions \$M		
2011	48,527	5,185	2210	35,557	42,952	3,575	715
2012	144,432	14,860	9430	35,748	60,038	84,394	16,879
2013	142,900	14,860	9969	42,394	67,243	75,657	13,240
2014	124,531	13,972	9460	42,434	65,866	58,665	8,800
2015	107,489	12,266	7257	6,077	26,400	81,090	12,163
2016	91,959	11,029	5793	6,699	23,521	68,438	10,266
2017	79,411	9,959	5003	166	15,128	64,283	9,642
2018	71,013	9,308	4474	155	13,937	57,076	8,561
2019	61,691	8,337	3887	155	12,379	49,312	7,397
2020	54,070	7,690	3408	440	11,545	42,525	6,379
2021	59,737	8,273	3763	343	12,379	47,358	7,104
2022	52,368	7,448	3299	345	11,092	41,276	6,191
2023	46,036	6,684	2900	393	9,977	36,052	5,409
2024	39,461	5,784	2488	110	8,380	31,081	4,662
2025	35,688	5,262	2248	95	7,605	28,053	4,212
Sub total	1,157,316	140,947	75,587	171,910	388,440	768,875	121,621
Remainder	268,351	44,336	16,908	753	61,997	206,384	30,958
Total	1,425,667	185,283	92,495	172,664	450,437	975,259	152,579

Year	Net Income \$M	Total Deductions \$M	Ratio	EPT Amount \$M
2011	2,860	42,952	0.07	0
2012	67,515	60,038	1.12	0
2013	62,417	67,243	0.93	0
2014	49,865	65,866	0.76	0
2015	68,926	26,400	2.61	18,256
2016	58,172	23,521	2.47	14,323
2017	54,641	15,128	3.61	19,547
2018	48,515	13,937	3.48	10,814
2019	41,915	12,379	3.39	14,317
2020	36,146	11,545	3.13	11,586
2021	40,265	12,379	3.25	13,321
2022	35,085	11,092	3.16	11,345
2023	30,652	9,977	3.07	9,662
2024	26,419	8,380	3.15	8,519
2025	23,871	7,605	3.14	7,668
Sub total	647,254	388,440		145,459
Remainder	175,426	61,997	2.83	51,008
Total	822,681	450,437		196,467

Net Present Values	Discount Factors - %/yr.				
	0	5	10	15	20
Corporate Income Tax	152,579	93,660	70,389	56,303	46,551
Excess Profits Tax	196,467	101,891	66,819	47,044	34,299

Chapman Petroleum Engineering Ltd.

Table 5

EVALUATION OF: BNB Muna1, Inc.
 ***** Grand Total Proved Plus Probable

ENGO v7.41 P2 ENERGY SOLUTIONS GRAND TOTAL
 GLOBAL : 25-MAR-2011 5278
 RFF:01-JAN-2011 DISC:01-JAN-2011
 RUN DATE: 28-MAR-2011 TIME: 14:33
 FILE:

EVALUATED BY -
 COMPANY EVALUATED - BNB Muna1, Inc.
 APPRAISAL FOR -
 PROJECT - FORECAST PRICES & COSTS

TOTAL CAPITAL COSTS - 456768 -M\$-
 TOTAL ABANDONMENT - 3569 -M\$-

Year	Oil MSTB					Sales Gas MBCF						
	# of Wells	Price \$/STB	MSTB/D	Vol	Gross	Net	# of Wells	Price \$/MCF	MBCF/D	Vol	Gross	Net
2011	17	53.17	2.4	866	866	866	0	1.16	2.4	874	874	874
2012	24	53.54	8.8	3208	3208	3208	0	1.16	12.1	4418	4418	4418
2013	41	55.13	11.2	4079	4090	4098	0	1.16	20.3	7377	7358	7358
2014	40	55.07	14.8	5404	5409	5409	0	1.16	20.4	7440	7526	7526
2015	45	55.19	13.7	4983	4983	4983	0	1.16	16.0	5824	5824	5824
2016	48	56.01	15.8	5752	5752	5752	0	1.16	16.7	6080	6080	6080
2017	64	57.39	13.7	4994	4994	4994	0	1.16	13.7	5009	5009	5009
2018	64	58.77	12.3	4493	4493	4493	0	1.16	11.3	4127	4127	4127
2019	63	60.15	10.9	3990	3990	3990	0	1.16	9.2	3346	3346	3346
2020	62	60.89	9.9	3608	3608	3608	0	1.16	7.6	2766	2766	2766
2021	63	62.37	9.5	3453	3453	3453	0	1.16	6.5	2383	2383	2383
2022	63	63.87	8.6	3136	3136	3136	0	1.16	5.5	2035	2035	2035
2023	62	65.40	8.2	2995	2995	2995	0	1.16	4.6	1691	1691	1691
2024	56	66.16	7.4	2694	2694	2694	0	1.16	3.5	1266	1266	1266
2025	55	67.74	6.7	2437	2437	2437	0	1.16	3.1	1133	1133	1133
SUB				56993	56115	56115				55751	56196	56196
RM				28875	28875	28875				7467	7467	7467
TOT				84968	84990	84990				63218	63663	63663

* P/T * ***** COMPANY SHARE FUTURE NET REVENUE *****

Year	Capital & Aband		Future Revenue (FR)				Royalties				Operating Costs			FR After Roy & Oper	Net back	Proc'd Income	Cap'l Costs	Aband Costs	Future Net Rev	10.0%
	-M\$-	-M\$-	Oil	Sale Gas	Products	Total	Crown	Other	Mineral	-M\$-	-M\$-	Fixed	Variable							
2011	10950	46023	1014	0	47037	0	0	2234	4.7	1683	3733	5.36	39186	38.95	0	10950	50	28436	27133	
2012	29432	171773	5125	0	176898	0	0	13379	7.6	3562	14282	4.52	145674	36.93	0	29432	0	116242	100757	
2013	80735	225897	8999	0	234896	0	0	20032	8.5	4650	18944	4.28	191268	35.48	0	80631	104	110533	87098	
2014	29024	287043	8730	0	295771	0	0	26583	9.0	5623	25067	4.60	238518	35.80	0	28918	106	209494	150071	
2015	92386	275019	6756	0	281775	0	0	25330	9.0	5885	23366	4.91	227194	38.16	0	92331	54	134859	87791	
2016	56639	322166	7853	0	329219	0	0	29605	9.0	6801	27410	5.06	265403	39.23	0	56639	0	208764	133593	
2017	19877	286580	5810	0	292390	0	0	26295	9.0	7838	24228	5.50	234029	40.15	0	19820	55	214152	118258	
2018	19815	264043	4787	0	268830	0	0	24178	9.0	8945	22168	6.01	213538	41.22	0	19757	57	193724	84785	
2019	20738	240023	3881	0	243905	0	0	21928	9.0	8915	20026	6.16	192026	42.44	0	20680	59	172288	76632	
2020	21751	219707	3269	0	223916	0	0	20051	9.0	9911	18422	6.74	175431	43.11	0	21751	0	153680	62142	
2021	20967	215373	2764	0	218137	0	0	17663	8.1	9321	17933	7.08	173220	44.99	0	20967	0	152253	55968	
2022	22443	200274	2338	0	202611	0	0	16408	8.1	9454	16581	7.50	160168	46.14	0	22381	62	137725	46025	
2023	22131	190887	1962	0	197849	0	0	16026	8.1	9383	16109	7.78	156331	47.70	0	21834	317	134201	43770	
2024	22315	178257	1469	0	179726	0	0	14558	8.1	8828	14729	8.11	141602	48.74	0	22350	65	119287	32945	
2025	0	165051	1292	0	166243	0	0	13474	8.1	8968	13579	8.60	130321	49.70	0	0	0	116021	32721	
SUB	469202	3293114	65188	0	3358302	0	0	287756	8.6	108857	276579		2685113		0	468271	931	2315909	1332671	
RM	2492	2002213	8662	0	2010875	0	0	134561	6.7	144285	162900		1569129		0	0	2682	1566437	178814	
TOT	471894	5295326	73849	0	5369176	0	0	422317	7.9	253142	439478		4254240		0	468271	3622	3782346	1312485	

***** NET PRESENT VALUE (-M\$)-*****

Discount Rate	.04	5.0%	10.0%	15.0%	20.0%	25.0%	30.0%
FR After Roy & Oper.	4254240	2394952	1593271	1145268	903868	729686	606440
Proc'd & Other Income.	0	0	0	0	0	0	0
Capital Costs	468271	359363	289103	227580	189463	160870	138818
Abandonment Costs	3422	1326	683	436	316	248	206
Future Net Revenue	3782347	2038263	1312485	937252	714090	568568	467416

***** COMPANY SHARE *****

1st Year	Average	Royalties	Oper	FR After	Capital	Future	
Costs	Costs	Roy/Oper	Costs	Costs	Costs	Net Rev	
% Interest	100.0	100.1					
% of Future Revenue			7.9	12.9	79.2	8.7	70.4

***** PROFITABILITY *****

COMPANY SHARE BASIS	Before Tax
Rate of Return (%)	999.9
Profit Index (undisc.)	8.0
(disc. @ 10.0%)	5.7
(disc. @ 5.0%)	4.7
First Payout (years)	3.4
Total Payout (years)	3.4
Cost of Finding (\$/BOE)	4.94
MPV @ 10.0% (\$/BOE)	13.73
MPV @ 5.0% (\$/BOE)	21.32

Chapman Petroleum Engineering Ltd.

Table 5T
BMB Munal, Inc.
Corporate Income Tax (CIT) and Excess Profit Tax (EPT)
January 1, 2011
(As of December 31, 2010)
ADE Block and Extended Territory, Republic of Kazakhstan
Total Proved Plus Probable

Year	Gross Income \$M	Deductible Costs				Taxable Income \$M	Corporate Income Tax \$M
		Operating Costs \$M	Mineral Extraction Tax \$M	Deductible Capital \$M	Total Deductions \$M		
2011	47,037	5,416	2234	35,645	43,295	3,742	748
2012	176,898	17,844	13379	43,003	74,226	102,672	20,534
2013	234,896	23,596	20032	63,186	108,814	128,082	22,414
2014	265,771	30,670	26583	70,442	127,695	158,076	25,211
2015	281,775	29,251	25330	57,894	112,475	169,300	25,395
2016	329,219	34,211	29605	64,696	128,512	200,707	30,106
2017	292,390	32,066	26295	49,482	107,843	184,548	27,682
2018	268,830	31,113	24178	47,179	102,470	166,360	24,954
2019	243,905	28,941	21938	29,267	80,146	163,759	24,564
2020	222,916	27,433	20051	20,545	68,029	154,887	23,233
2021	218,137	27,254	17663	20,816	65,735	152,402	22,860
2022	202,611	26,035	16406	21,475	63,918	138,693	20,804
2023	197,849	25,492	16026	21,823	63,341	134,508	20,176
2024	179,726	23,567	14558	21,964	60,089	119,637	17,946
2025	166,343	22,547	13474	16,722	52,743	113,600	17,040
Sub total	3,358,302	385,438	287,756	584,142	1,257,331	2,100,972	323,668
Remainder	2,010,875	307,185	134,561	19,392	461,128	1,549,747	232,462
Total	5,369,176	692,621	422,317	603,523	1,718,459	3,650,719	556,130

Year	Net income \$M	Total Deductions \$M	Ratio	EPT Amount \$M
2011	2,994	43,295	0.07	0
2012	82,138	74,226	1.11	0
2013	105,667	108,814	0.99	0
2014	142,864	127,695	1.12	0
2015	143,905	112,475	1.28	331
2016	170,601	128,512	1.33	1,350
2017	156,865	107,843	1.45	4,462
2018	141,408	102,470	1.38	2,151
2019	139,195	80,146	1.74	13,389
2020	131,654	68,029	1.94	19,467
2021	129,542	65,735	1.97	20,207
2022	117,889	63,918	1.84	14,806
2023	114,332	63,341	1.81	13,176
2024	101,891	60,089	1.69	8,483
2025	96,590	52,743	1.83	11,786
Sub total	1,777,304	1,257,331		109,606
Remainder	1,317,285	461,128	2.86	386,884
Total	3,094,589	1,718,459		496,490

Net Present Values	Discount Factors - %/yr.				
	0	5	10	15	20
Corporate Income Tax	556,130	252,715	169,934	128,016	101,001
Excess Profits Tax	496,490	108,101	45,284	26,075	16,654

Chapman Petroleum Engineering Ltd.

哈薩克斯坦共和國
ADEK 區塊 (合約地區)
AKSAZ 油田

索引

討論

所有權
地質
岩石物理數據和分析
儲量
生產
產品價格
資本開支
經營成本
經濟狀況

附件

表1： 土地、權益及礦區使用費附表

圖1： 油田圖及早中三疊紀架構

圖2： 測井記錄分析呈列數據

- a) Aksaz-1
- b) Aksaz-2
- c) Aksaz-3
- d) Aksaz-4
- e) Aksaz-6

表2： 儲量總額摘要

圖3： 生產歷史圖

- a) Aksaz-1，三疊紀
- b) Aksaz-2，三疊紀
- c) Aksaz-3，三疊紀
- d) Aksaz-4，三疊紀
- e) Aksaz-6，三疊紀
- f) 群組產量圖件圖，三疊紀

表3： 預期資本開支摘要

- a) 開發
- b) 棄置和恢復

表4： 貴公司儲量及經濟數據摘要

綜合現金流量

- a) 探明已開發動用儲量總額
- b) 探明已開發儲量總額
- c) 探明儲量總額
- d) 探明和概算儲量總額
- e) 探明和概算和可能儲量總額

哈薩克斯坦共和國
ADEK區塊（合約地區）
AKSAZ油田

討論

所有權

貴公司擁有被稱作ADEK區塊的「許可證」及「勘探合同」的100%開採權益，ADEK區塊位於哈薩克斯坦境內的Mangistau Oblast，距離哈薩克斯坦共和國（哈薩克斯坦共和國）阿克套約50公里。

許可證最初於一九九九年授出，而勘探合同則由前身公司於二零零零年六月九日訂立。許可證及合同面積均於二零零二年九月二十三日指派給 貴公司。

許可證及勘探合同授予權力，以在相關地區進行勘探及開發活動。勘探合同的年期最初為五年，但其已獲延長，目前的到期日期為二零一三年一月九日。

延長條款要求最低資本開支為：二零零四年7,000,000美元、二零零五年9,300,000美元、二零零六年5,000,000美元、二零零九年七月九日至二零零九年十二月三十一日6,790,000美元及二零一零年12,690,000美元，所有上述要求均已滿足或甚至超過。此外，最低工作計劃要求二零一一年27,240,000美元及二零一二年14,840,000美元。

一旦ADEK區塊確定進行商業化生產， 貴公司可申請一份「勘探和生產合同」，合同條款將通過磋商確定。 貴公司有權於現有勘探合同期限內，根據《石油法》按表1所列的礦區使用費率生產及銷售石油。如果 貴公司可顯示商業發現的證據、已履行其最低工作承諾及提交MEMR可予接受的開發計劃，相信沒有理由不會授出勘探和生產合同。

根據勘探和生產合同，礦區使用費率乃根據磋商確定，並且視乎儲量和生產率而有所不同。據估計，由於預期儲量及生產率，該地區的礦區使用費（礦產開採稅）率將不會超過9.9%。

哈薩克斯坦一般有兩種形式的生產合同，產品分成合同以及基於稅收和礦區使用費的合同。我們已使用上述基於礦區使用費的合同。

Aksaz油田是在ADEK區塊發現的四個已知油田之一。Aksaz是一個凝析氣田，但對於本報告而言，其被視為具有較高油氣比的油田。 貴公司已再入Aksaz-1開採權，

準備投產，目前正在一個油層進行生產。油井Aksaz-4的開採權亦已獲再入，並且準備在兩個油層投產。油井Aksaz-3已鑽探、測試完畢及準備在三個油層投產，但目前僅在一個油層生產。油井Aksaz-2已鑽探、測試完畢及準備在兩個油層投產。此外，油井Aksaz-6已鑽探、測試完畢及準備在兩個油層投產

圖1載有油田的地圖（顯示油井的位置和油藏結構），表1載列所有權的簡要說明。

地質

ADEK區塊位於Mangistau Ustyrt Central High邊緣地區，該地區擁有多個在產油田。主要產油層為中三疊紀碳酸岩。Aksaz油藏結構位於Beke-Bashkudsky高地與Karagiin凹谷過渡到Zhetbay-Uzen構造帶的銜接區。油藏結構的北面與區域斷層（解釋為逆斷層）在同一線上。中三疊紀的主要生產資源是該油藏結構的石灰岩。

ADE區塊由多幅二維地震圖和三維勘測圖覆蓋。早中三疊紀架構的代表是反射層V2^{IV}，該反射層載於圖1。

侏羅紀是按順序夾雜有一些碳酸岩的碎屑砂頁岩，在整個儲油區位於三疊紀上面約950米處。如我們的測井記錄分析所示，侏羅紀是油氣遠景的次要開採機會。潛在資源已獲確定，但本報告尚未賦予或估算任何儲量。

岩石物理數據和分析

俄羅斯地理信息系統測井記錄了淺層測井，貝克阿特拉斯測井記錄了三疊紀以上的測井。

Chapman數字測井記錄分析乃使用日立數據系統軟件在中三疊紀油藏以上進行分析得出。

伽馬射線被用於經修訂西門圖水飽和度方程的頁岩指標，選擇的碳酸岩濃度為a、m及n。

含水飽和度界限值為40%，泥質含量為30%。

如說明性測井記錄所示，三疊紀的有效厚度已經確定。

儲量

根據數字測井記錄分析及油井生產數據確定的油藏參數得出的油井Aksaz-1、Aksaz-3、Aksaz-4及Aksaz-6的三疊紀油層（目前在產的已完成分析層段）已估算的探明已開發在產石油儲量為289千標準桶及可售溶解氣儲量為2,351百萬標準立方英尺，每個油井被賦予的供油面積及採收率各不相同：Aksaz-1及Aksaz-6油井－採收率為10%及供油面積為60畝；Aksaz-3及Aksaz-4油井－採收率為35%及供油面積為80畝。該等假設以油井動態為依據。

油井Aksaz-1、Aksaz-2（側鑽A）、Aksaz-3及Aksaz-4已估算的額外探明已開發停產石油儲量為681千標準桶及可售溶解氣儲量為5,363百萬標準立方英尺，其中126千標準桶為賦予相同完成分析層段的增加儲量，該等儲量根據增加的採收率得出：油井Aksaz-1－採收率增加至15%。

此外，已賦予油井Aksaz-3兩個層段的探明已開發停產石油儲量為583千標準桶及可售溶解氣儲量為2,840百萬標準立方英尺。該等層段已投產六個月，但目前停產。

已賦予油井Aksaz-2一個採油層的探明未開發石油儲量為19千標準桶及可售溶解氣儲量為370百萬標準立方英尺，該採油層因附近的2A側鑽而目前終止開採。

根據油井測井記錄分析確定的油藏參數得出的現有油井Aksaz-1、2A、3、4及6其他層段獲賦予的可能已開採石油儲量為739千標準桶及可售溶解氣儲量為6,824百萬標準立方英尺，當中假設採收率及供油面積如下：油井Aksaz-1、2及6分別為15%及60畝，油井Aksaz-3及4分別為20%及80畝，以及各油井的實際油氣比相同。

根據現有油井的油藏參數的類比得出的油井Aksaz-2及兩個採油井位的已估算額外可能未開發石油儲量為837千標準桶及可售溶解氣儲量為5,400百萬標準立方英尺，當中假設一個採油井位的採收率為15%及供油面積為60畝以及第二個採油井位的採收率為20%及供油面積為80畝。

根據現有油井的類比得出的五個採油井位的可能石油儲量為1,350千標準桶及可售溶解氣儲量為10,221百萬標準立方英尺。

本報告賦予的儲量由於油井Aksaz-1、2、3、4、6遇到斷塊，而受限制。額外潛在資源可能存在於周邊尚未鑽探的斷塊（圖1）。該等儲量並未計入本報告內。

此外，根據測井記錄分析，侏羅紀已顯示存在巨大可能儲量潛力，本報告尚未對

該等儲量進行評估，但將會與下一個鑽井一道測試。目前並無足夠的數據精確量化儲量，然而，油井Aksaz-1測井記錄分析驗證了上述油氣遠景。

此處所述的儲量概要載於表2。

生產

油井Aksaz-1於二零零五年投產，最初的產量為180標準桶／天，但於二零零五年年中停產，在進行修井及增產後於二零零七年十二月恢復生產，產量為205標準桶／天。油井Aksaz-1目前在產，產量為33標準桶／天，油氣比為8,818標準立方英呎／標準桶。

油井Aksaz-2於二零零九年初投產，產量為9標準桶／天，目前停產。一個新側鑽油井於二零一零年鑽得，預計將於二零一一年投產，一個油層的最初產量為50標準桶／天。

油井Aksaz-3於二零零七年十月投產，產量為360標準桶／天，目前在產，產量為328標準桶／天，油氣比為5,242標準立方英呎／標準桶。

油井Aksaz-4於二零零五年底投產，產量最高約為100標準桶／天，目前在產，產量約為53標準桶／天，油氣比為4,500標準立方英呎／標準桶。

油井Aksaz-6於二零零九年初投產，產量為40標準桶／天，並且目前在產，產量為26標準桶／天及油氣比為12,466標準立方英呎／標準桶。

預計兩個相鄰的可能採油井位將於二零一三年一月前投產，每個採油井位的平均產量為250標準桶／天，油氣比為4,785標準立方英呎／標準桶。

預計將鑽取四個可能採油井位及將於二零一四年六月前投產，每個油層最初的平均產量為100標準桶／天及油氣比載於表2。

探明未開發、概算及可能採油井位的最初產量乃根據油井Aksaz-1的早期測試得出，油井Aksaz-1早期測試的產量高達300標準桶／天，乃根據每平方呎800的回壓計算得出。與油井Aksaz-1及4採用再入的老式油井不同，這些油井將使用現代技術鑽取及完成。

已安排概算和可能類別的相鄰油井投產，每個油井的產量為100至400標準桶／天。

各個油井的生產歷史圖及群組產量圖件圖載於圖3a至3e。

產品價格

貴公司已取得石油銷售出口許可證，使貴公司得以出口所有產品。於勘探階段，出口須繳納「出口租賃稅」，其將直至二零一三年一月九日預期延長勘探許可證為止。於本期間，出口租賃稅乃按哈薩克斯坦共和國新稅法得出，而其價值乃呈列於附件1。出口石油獲豁免增值稅。

此項目所用的預測價格乃按利用預測布倫特原油價格得出的Chapman預測減去16.37美元／千標準桶（運輸折扣）、出口稅5.20美元／千標準桶、出口租金賃稅（價值呈列於附件1）、國內價格26.72美元／千標準桶（扣除增值稅前）、增值稅（12%）及出口／國內銷售額分配比例90%/10%（首三年）及80%/20%（其後）。

天然氣價格1.16美元／千標準立方英尺已被用作溶解氣的銷售價格及假設於整份報告內不變。

資本開支

總資本開支64,400,000美元已就此油田內的探明、概算及可能儲量的開發作出估計。

就完全開發賦予儲量所需的資本開支詳細明細呈列於表3a。

誠如表3b呈列，棄置和恢復成本（經扣除殘值）600,000美元（每個油井50,000美元）已於該等儲量被開採完後計入。

經營成本

根據貴公司提供的油田估算，油田經營成本8,850美元／油井／月（固定）、4.15美元／標準桶及0.15美元／千標準立方英尺已用作就本項目作出估算，而我們認為此乃合理。

經濟狀況

就此評估進行的經濟分析呈列於此，其反映本資產於未支付所得稅及根據「礦區使用費及稅項合約」適用的其他稅項前的未來現金流量。

現金流量預測已根據「預測價格及成本」假設按Chapman Petroleum Engineering價格預測編製。

經濟業績摘要呈列於表4，而綜合現金流量預測乃呈列於表4a至表4e。

表1

土地、權益及礦區使用費附表
二零一一年一月一日

BMB Munai, Inc.

哈薩克斯坦共和國Aksaz油田

說明	擁有權利	總畝數	評估權益		礦區使用費	
			開採 %	礦區 使用費 %	基本 %	超支 %
許可證AI 編號1552及 合約編號482	A	不適用	100.0000	-	1	-

附註： 1 根據哈薩克斯坦共和國新稅法：

年產量	噸	千標準桶	油田礦區使用費（礦產開採稅），%								
			2011-2012			2013			2014及之後		
			出口	本土	混合	出口	本土	混合	出口	本土	混合
最高250,000	最高1,964		5.00	2.50	4.75	6.00	3.00	5.70	7.00	3.50	6.30
最高500,000	最高3,928		7.00	3.50	6.65	8.00	4.00	7.60	9.00	4.50	8.10
最高1,000,000	最高7,856		8.00	4.00	7.60	9.00	4.50	8.55	10.00	5.00	9.00
最高2,000,000	最高15,711		9.00	4.50	8.55	10.00	5.00	9.50	11.00	5.50	9.90
最高3,000,000	最高23,567		10.00	5.00	9.50	11.00	5.50	10.45	12.00	6.00	10.80
最高4,000,000	最高31,423		11.00	5.50	10.45	12.00	6.00	11.40	13.00	6.50	11.70
最高5,000,000	最高39,278		12.00	6.00	11.40	13.00	6.50	12.35	14.00	7.00	12.60
最高7,000,000	最高54,990		13.00	6.50	12.35	14.00	7.00	13.30	15.00	7.50	13.50
最高10,000,000	最高78,557		15.00	7.50	14.25	16.00	8.00	15.20	17.00	8.50	15.30
逾10,000,000	逾78,558		18.00	9.00	17.10	19.00	9.50	18.05	20.00	10.00	18.00

2011-2013 — 生產分配比例將為90/10 (90%為出口生產，10%為本土銷售)

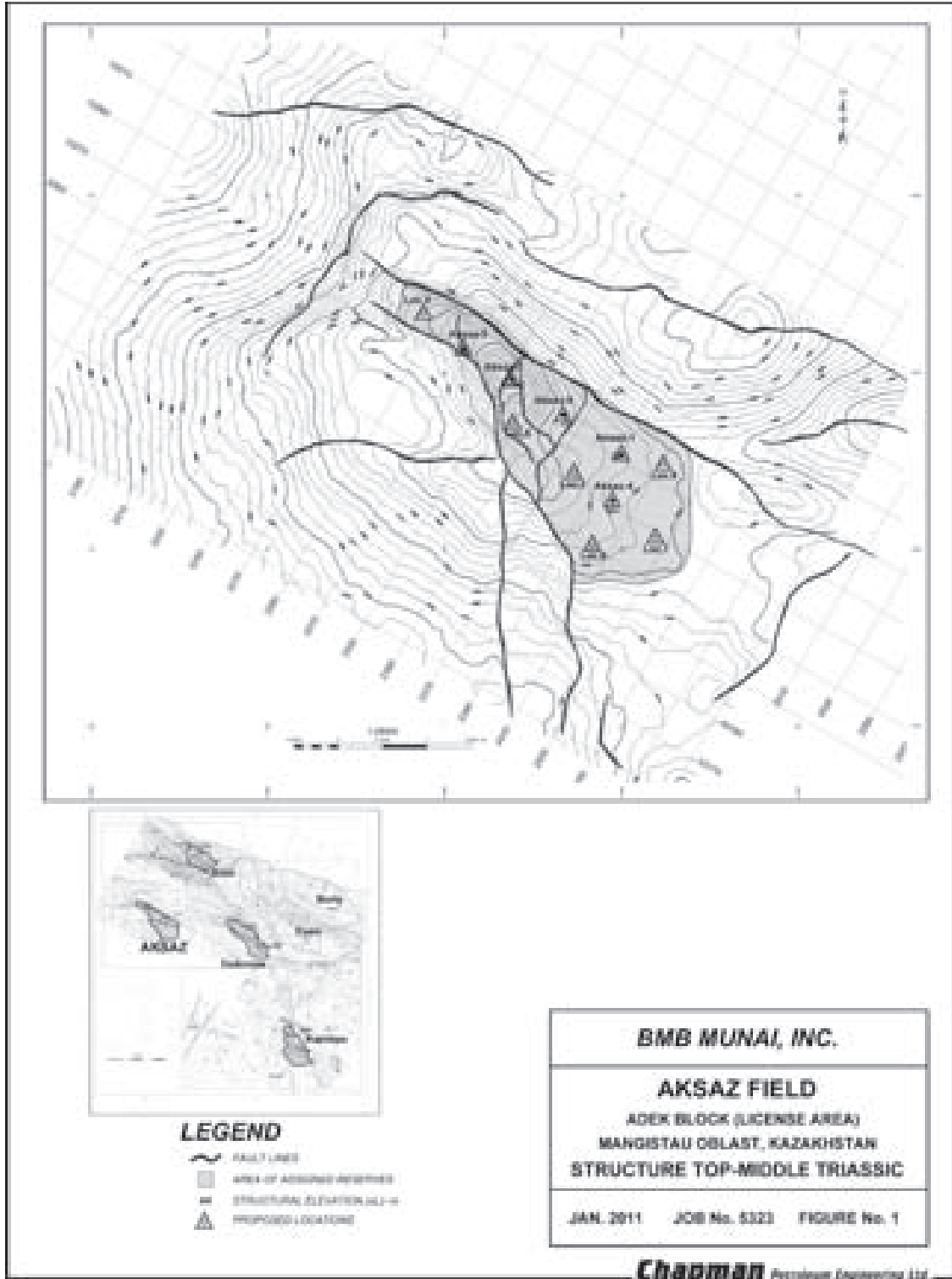
2013之後 — 生產分配比例將為80/20 (80%為出口生產，20%為本土銷售)

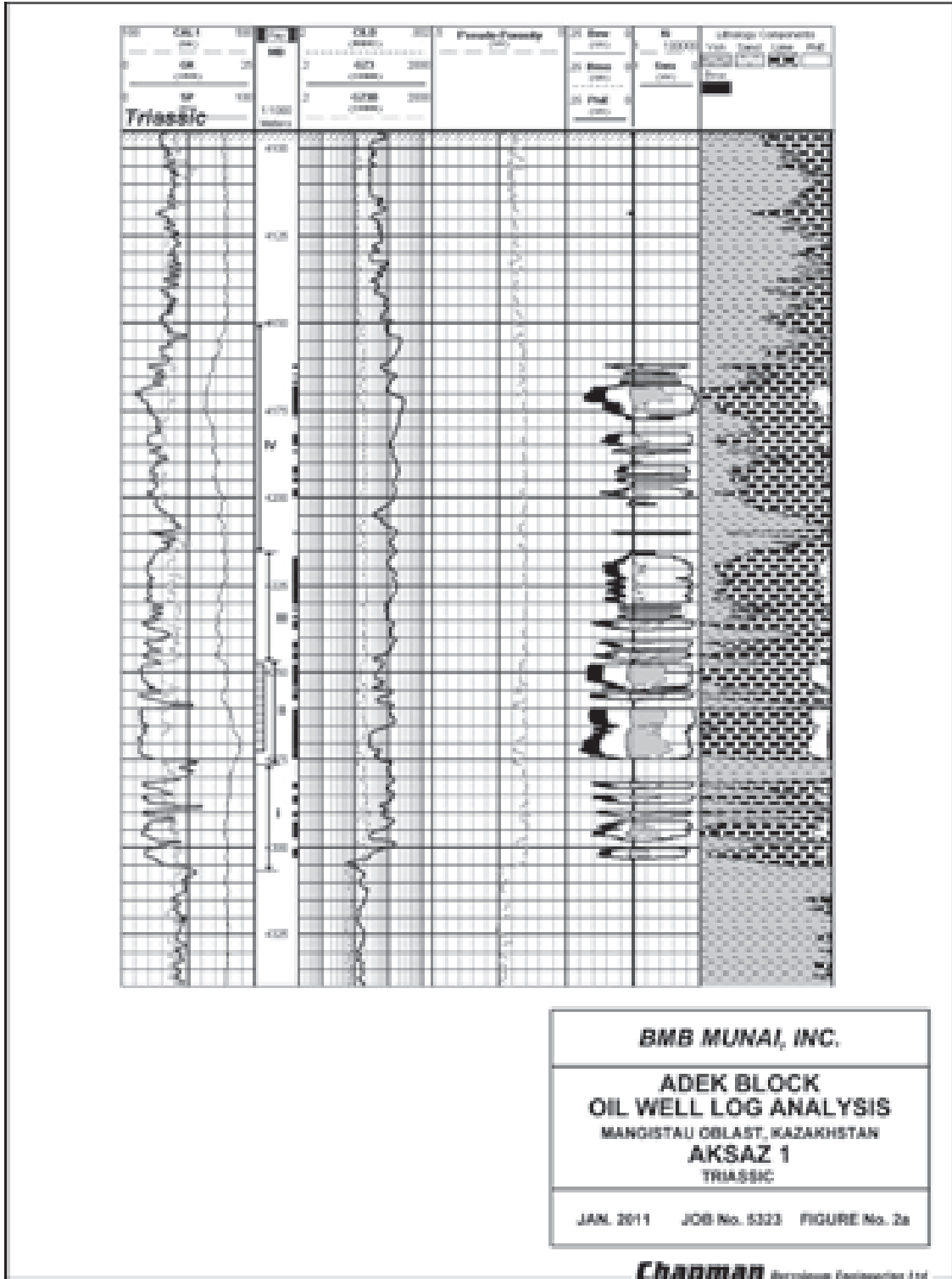
10 ⁶ 立方米	年產量	百萬標準立方英尺	氣田礦區使用費（礦產開採稅），%	
			出口	本土
最高1000		最高35,490	10.00	0.50
最高2000		最高70,980	10.00	1.00
逾2000		逾70,980	10.00	1.50

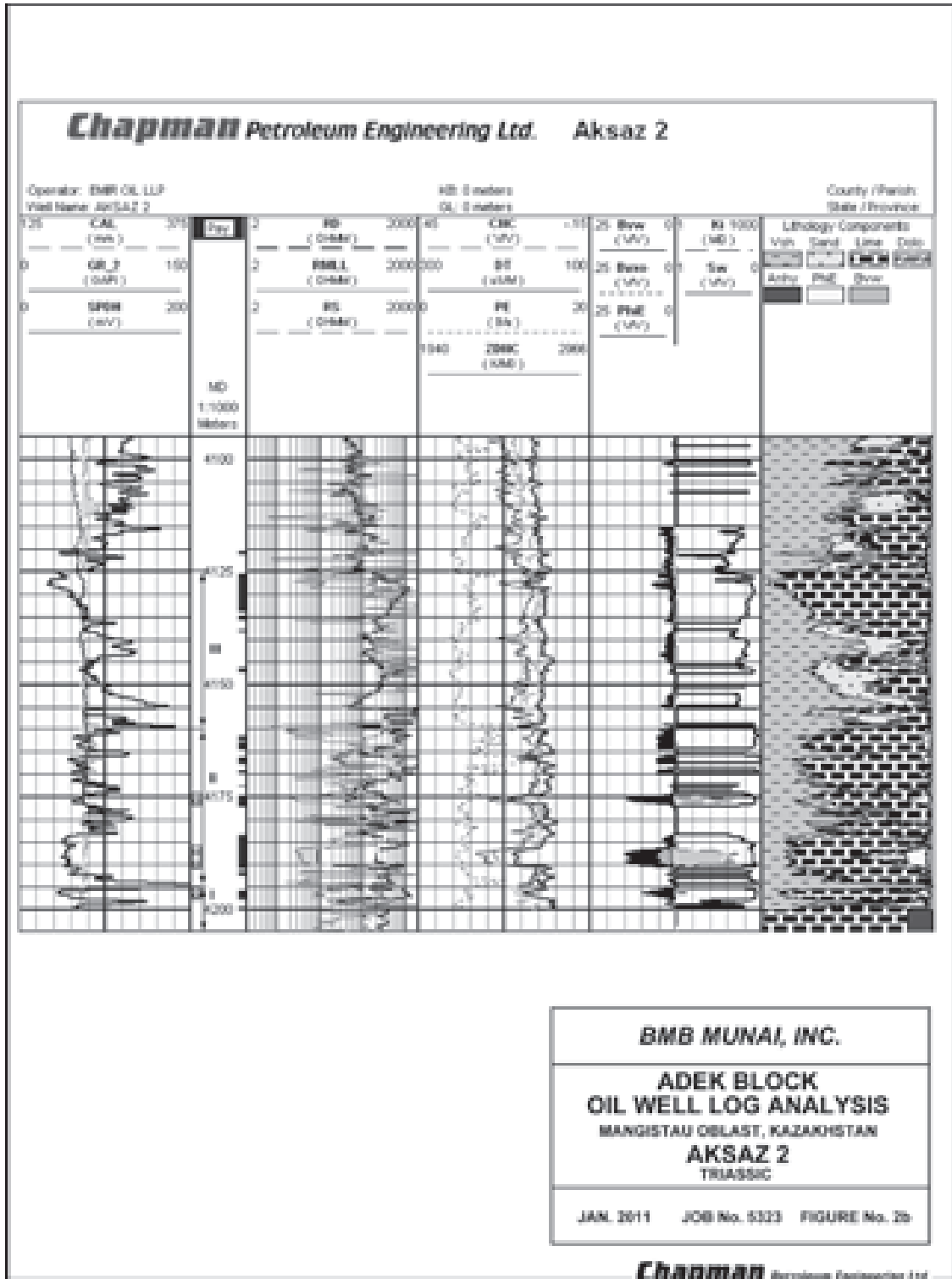
年度	企業所得稅	
		稅率，%
2011-2012		20.00
2013		17.50
2014及之後		15.00

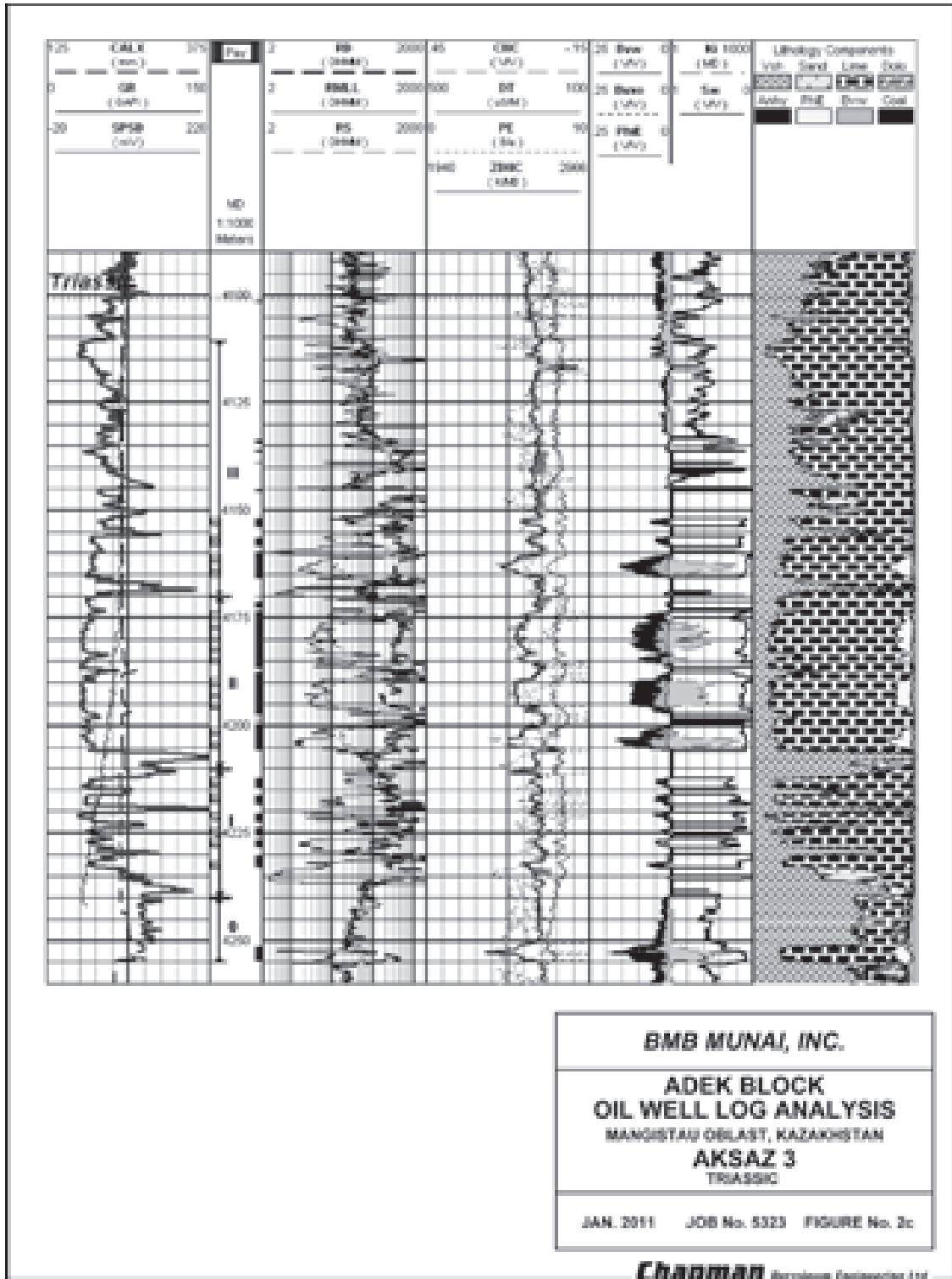
擁有權利：

A Aksaz 油田位於XXXVI-10-C (部分)、F (部分)、XXXVI-11-A (部分) 區塊。









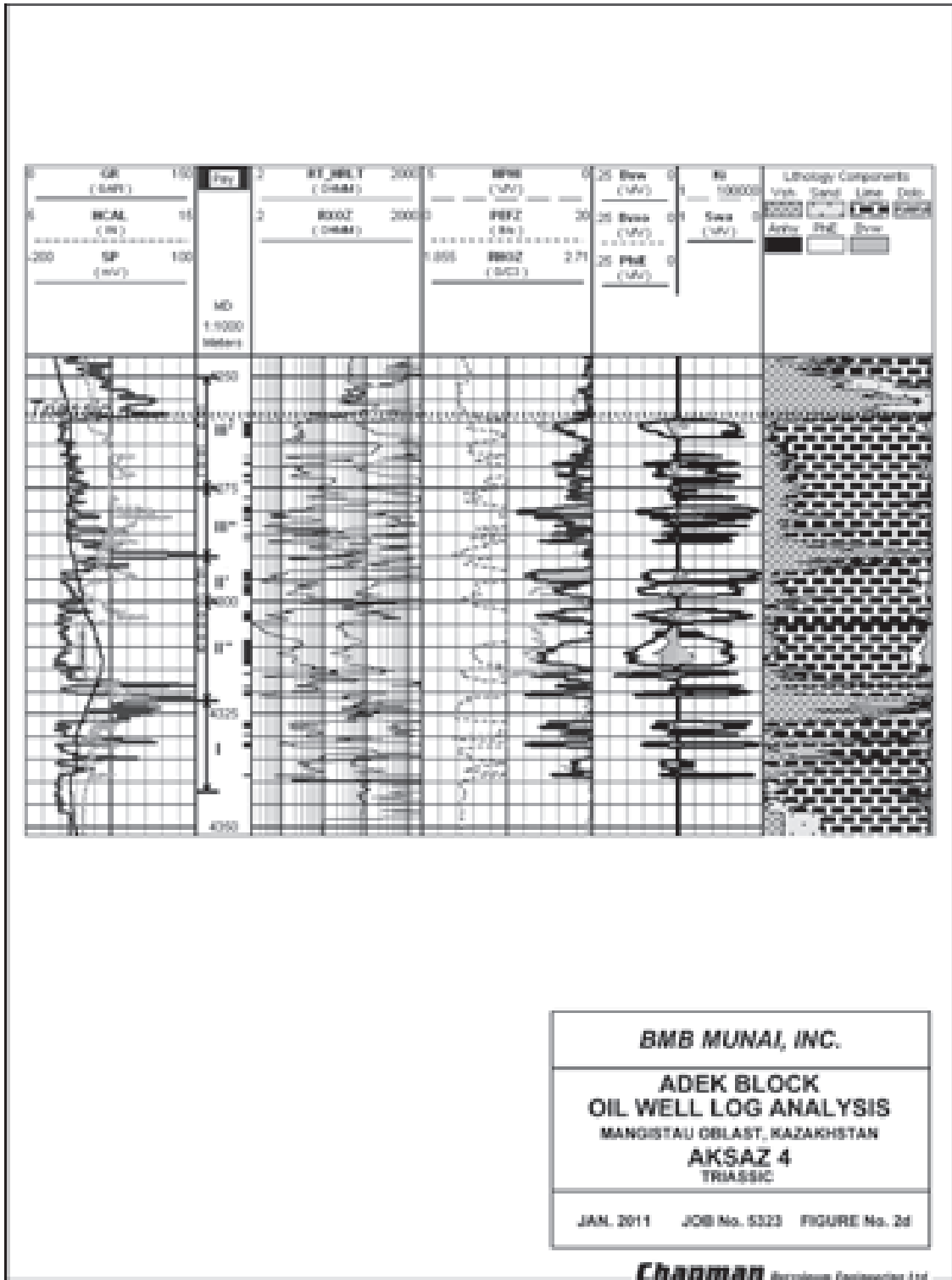


表2

儲量總額摘要
二零一一年一月一日

BMB Munai, Inc.

哈薩克斯坦共和國Aksaz油田

說明	現時或初期 產量 標準桶/天	API 比重 (度)	最終 ROIP (千標準桶)	累積 產量 (千標準桶)	剩餘 ROIP (千標準桶)
輕質油及中質油					
探明已開發動用儲量					
Aksaz-1 三疊紀 (第二層)	33	55	251	92	159
Aksaz-3 三疊紀 (第三層)	328	55	313	271	42
Aksaz-4 三疊紀 (第三層')	53	55	98	73	24
Aksaz-6 三疊紀 (第二及一層)	26	55	87	23	64
探明已開發動用儲量總額	439		749	460	289
探明已開發未動用儲量					
Aksaz-1 三疊紀 (第三層)	50	55	156	0	156
Aksaz-1 三疊紀 (第二層) (增加)	50	55	126	0	126
Aksaz-2A 三疊紀 (第二層)	100	55	93	3	89
Aksaz-3 三疊紀 (第二及一層)	200	55	628	45	583
Aksaz-4 三疊紀 (第三'及二'層)	100	55	225	0	225
Aksaz-4 三疊紀 (第二層')	40	55	128	42	86
探明已開發未動用儲量總額	540		1,355	91	1,264
探明已開發儲量總額	979		2,104	550	1,553
探明未開發儲量					
Aksaz-2 三疊紀 (第一層)	50	55	21	1	19
探明未開發儲量總額	50		21	1	19
探明儲量總額	1,029		2,123	551	1,572
概算儲量					
概算已開發動用儲量					
Aksaz-6 三疊紀 (第三層)	100	55	81	0	81
Aksaz-6 三疊紀 (第二及一層) (增加)	50	55	101	0	101
概算已開發動用儲量總額	150		182	0	182
概算已開發未動用儲量					
Aksaz-1 三疊紀 (第四及一層)	200	55	384	0	384
Aksaz-2A 三疊紀 (第三層)	50	55	34	0	34
Aksaz-2A 三疊紀 (第二層) (增加)	50	55	16	0	16
Aksaz-3 三疊紀 (第零層)	50	55	89	0	89
Aksaz-4 三疊紀 (第一層)	50	55	34	0	34
概算已開發未動用儲量總額	400		557	0	557
概算已開發儲量總額	550		739	0	739

說明		現時或初期 產量 標準桶／天	API 比重 (度)	最終 ROIP (千標準桶)	累積 產量 (千標準桶)	剩餘 ROIP (千標準桶)
概算未開發儲量						
Aksaz-2	三疊紀 (第一層)	(增加) 50	55	5	0	4
採油井位3	三疊紀 (第二及一層)	200	55	188	0	188
採油井位4	三疊紀 (第三、二及一層)	300	55	645	0	645
	概算未開發儲量總額	550		838	0	837
	概算儲量總額	950		1,577	0	1,576
	探明和概算儲量總額	1,979		3,699	551	3,148
可能儲量						
採油井位3	三疊紀 (第三層)	100	55	81	0	81
採油井位5	三疊紀 (第三、二及一層)	100	55	162	0	162
採油井位6	三疊紀 (第三'、三''、二' 及 二'' 區)	400	55	373	0	373
採油井位7	三疊紀 (第三'、三''、二' 及 二'' 區)	400	55	373	0	373
採油井位8	三疊紀 (第三及二層)	250	55	361	0	361
	可能儲量總額	1,250		1,349	0	1,350
	探明和概算和可能儲量總額	3,229		5,048	551	4,497

表2

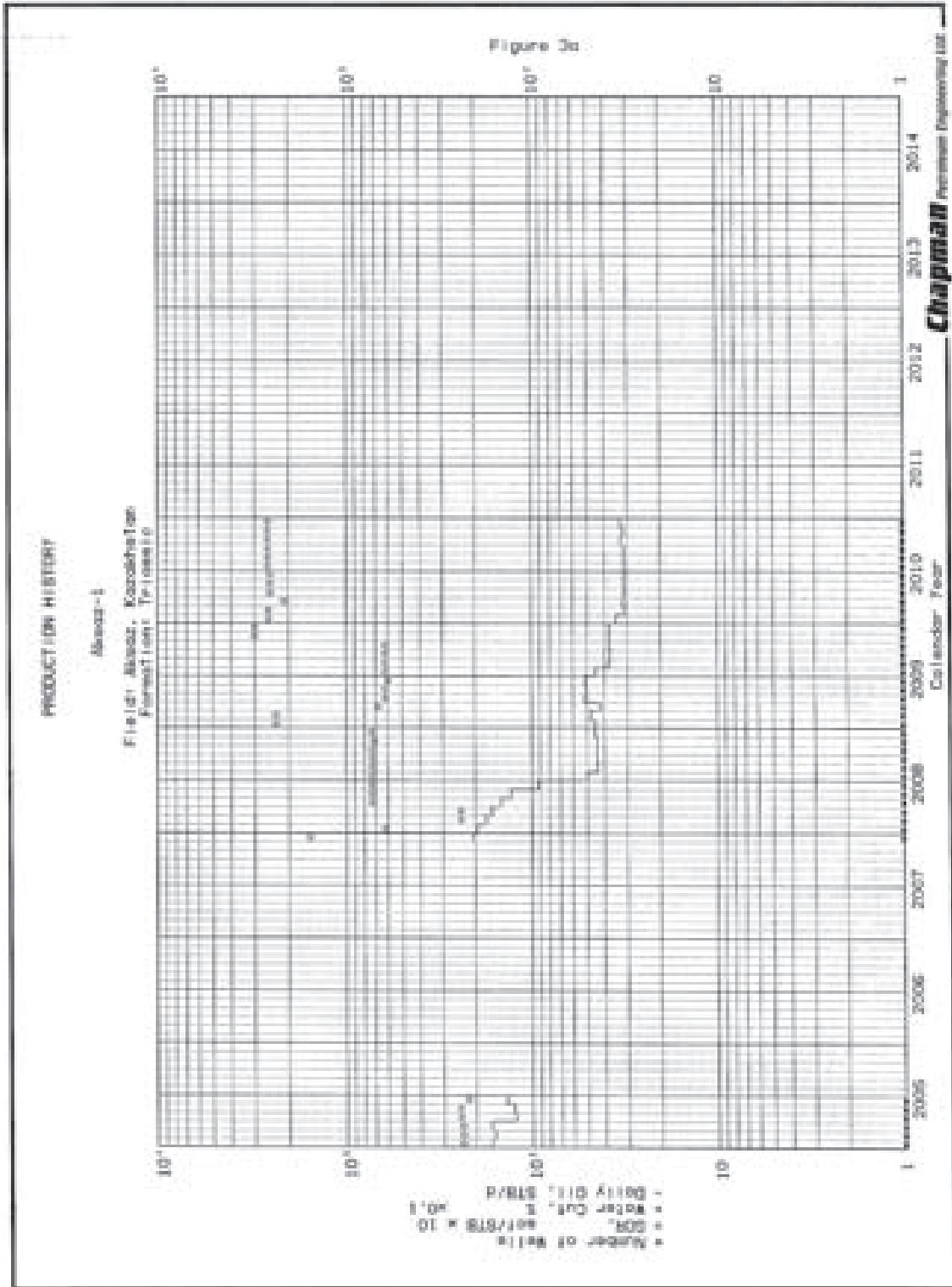
探明儲量總額摘要
二零一一年一月一日

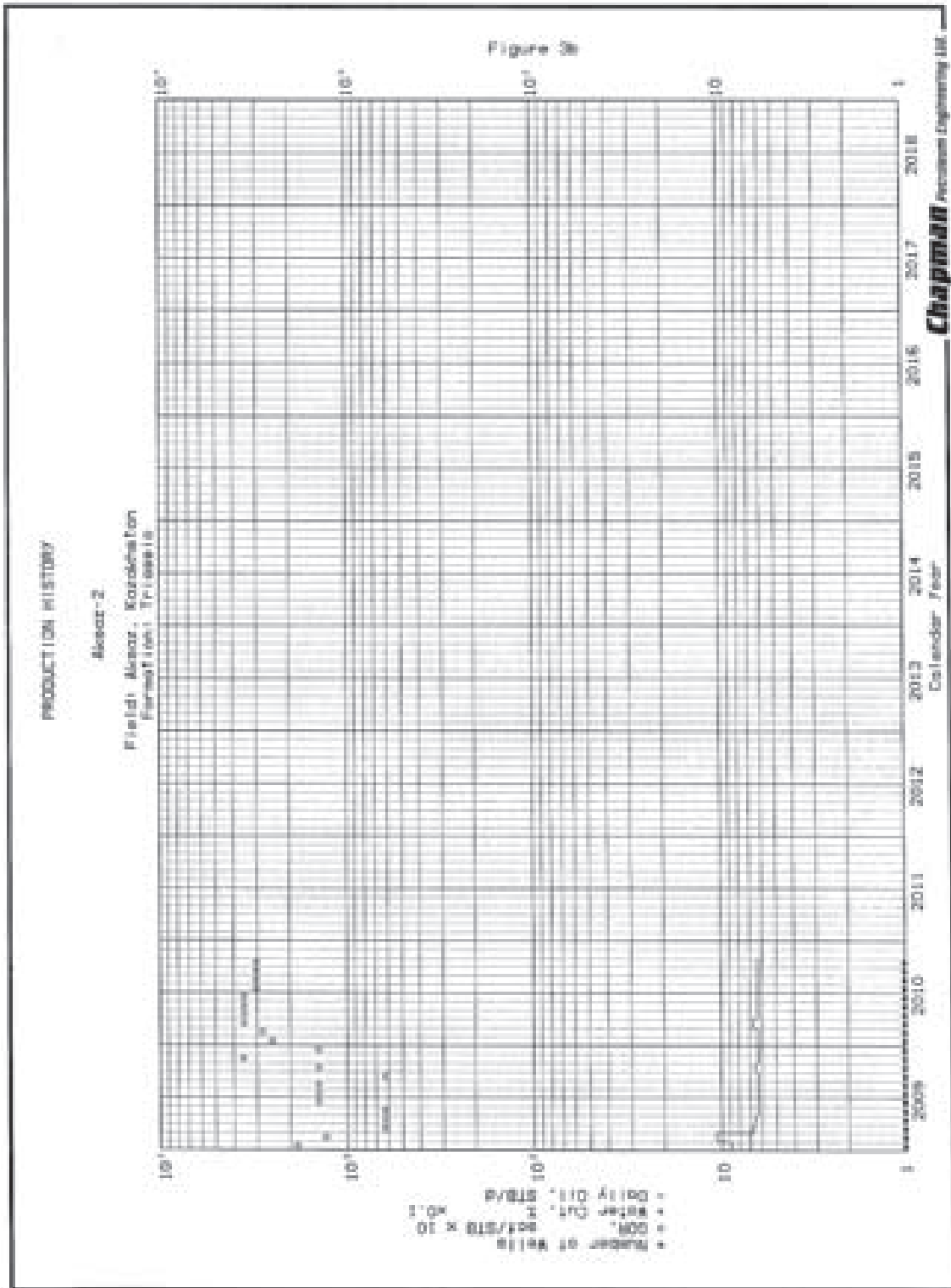
BMB Munai, Inc.

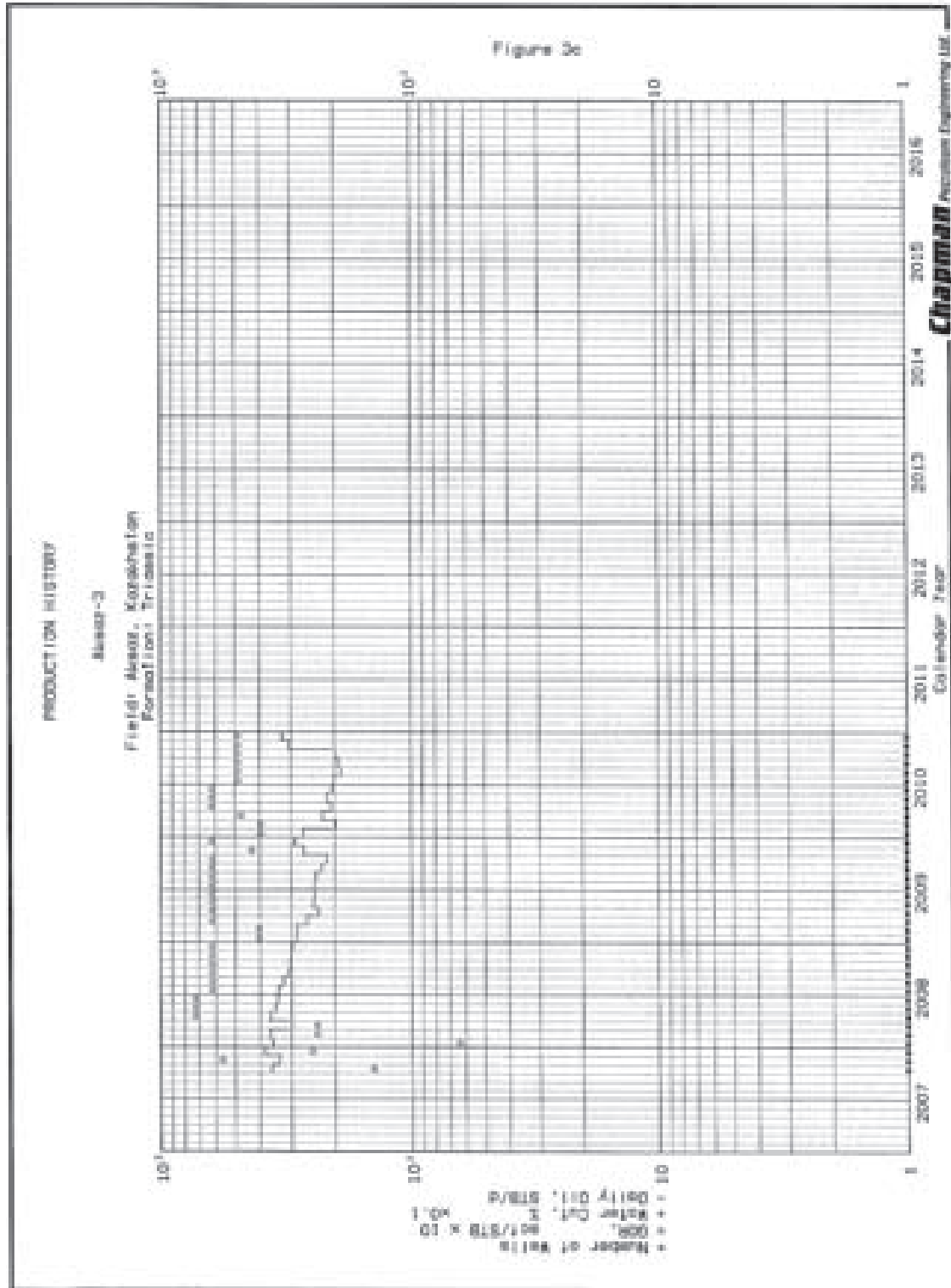
哈薩克斯坦共和國Aksaz油田

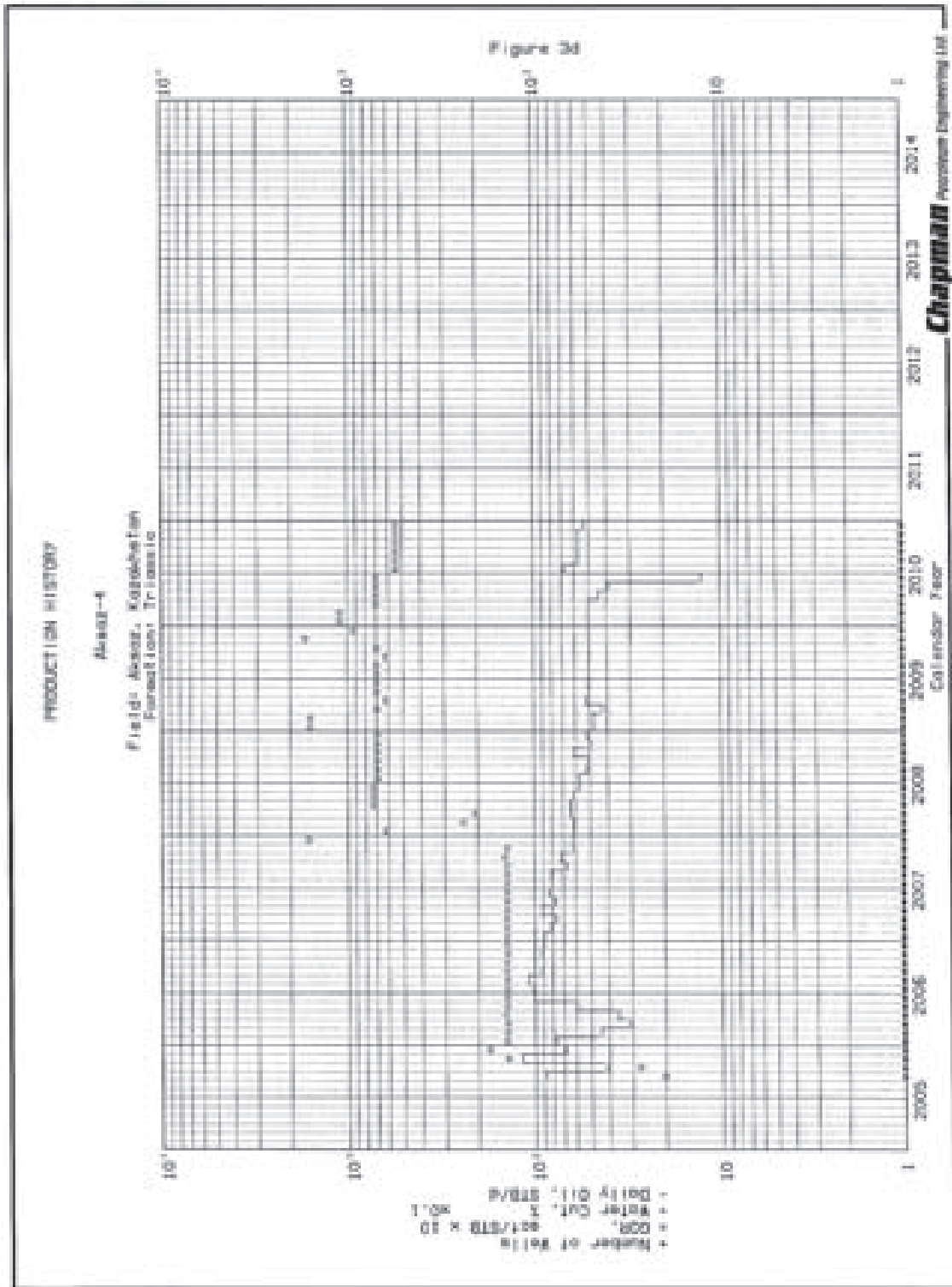
說明	最終 RGIP	累積 產量	剩餘	剩餘	參考	層序比 %	液化	硫磺	油氣比 標準 立方英尺/ 標準桶	
			RGIP (原)	RGIP (銷售)			天然氣比率 桶/百萬 標準 立方英尺	比率 LT/百萬 標準 立方英尺		
	(百萬標準 立方英尺)	(百萬標準 立方英尺)	(百萬標準 立方英尺)	(百萬標準 立方英尺)						
溶解氣										
探明已開發動用儲量										
Aksaz-1	三疊紀(第二層)	2,216	814	1,402	1,304	油氣比: 8.818標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	8,818
Aksaz-3	三疊紀(第三層)	1,640	1,419	220	205	油氣比: 5.242標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	5,242
Aksaz-4	三疊紀(第三層')	440	330	110	102	油氣比: 4.500標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	4,500
Aksaz-6	三疊紀(第二及一層)	1,083	287	797	741	油氣比: 12.466標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	12,466
	探明已開發在 產儲量總額	5,379	2,851	2,528	2,351					
探明已開發未動用儲量										
Aksaz-1	三疊紀(第三層)	1,371	0	1,371	1,275	油氣比: 8.818標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	8,818
Aksaz-1	三疊紀(第二層)	1,108	0	1,108	1,030	油氣比: 8.818標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	8,818
Aksaz-2A	三疊紀(第二層)	1,956	70	1,887	1,755	油氣比: 21,230標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	21,230
Aksaz-3	三疊紀(第二及一層)	3,291	237	3,054	2,840	油氣比: 5.242標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	5,242
Aksaz-4	三疊紀(第三'及 二'區)	1,013	0	1,013	943	油氣比: 4.500標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	4,500
Aksaz-4	三疊紀(第二'區)	578	190	387	360	油氣比: 4.500標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	4,500
	探明已開發未動用儲量總額	9,318	498	8,820	8,203					
	探明已開發儲量總額	14,697	3,348	11,349	10,554					
探明未開發儲量										
Aksaz-2	三疊紀(第一層)	418	20	398	370	油氣比: 21,230標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	21,230
	探明未開發儲量總額	418	20	398	370					
	探明儲量總額	15,115	3,369	11,746	10,924					
概算儲量										
概算已開發動用儲量										
Aksaz-6	三疊紀(第三層)	1,005	0	1,005	935	油氣比: 12.466標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	12,466
Aksaz-6	三疊紀(第二及一層)	1,260	0	1,260	1,171	油氣比: 12.466標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	12,466
	概算已開發動用儲量總額	2,265	0	2,265	2,106					

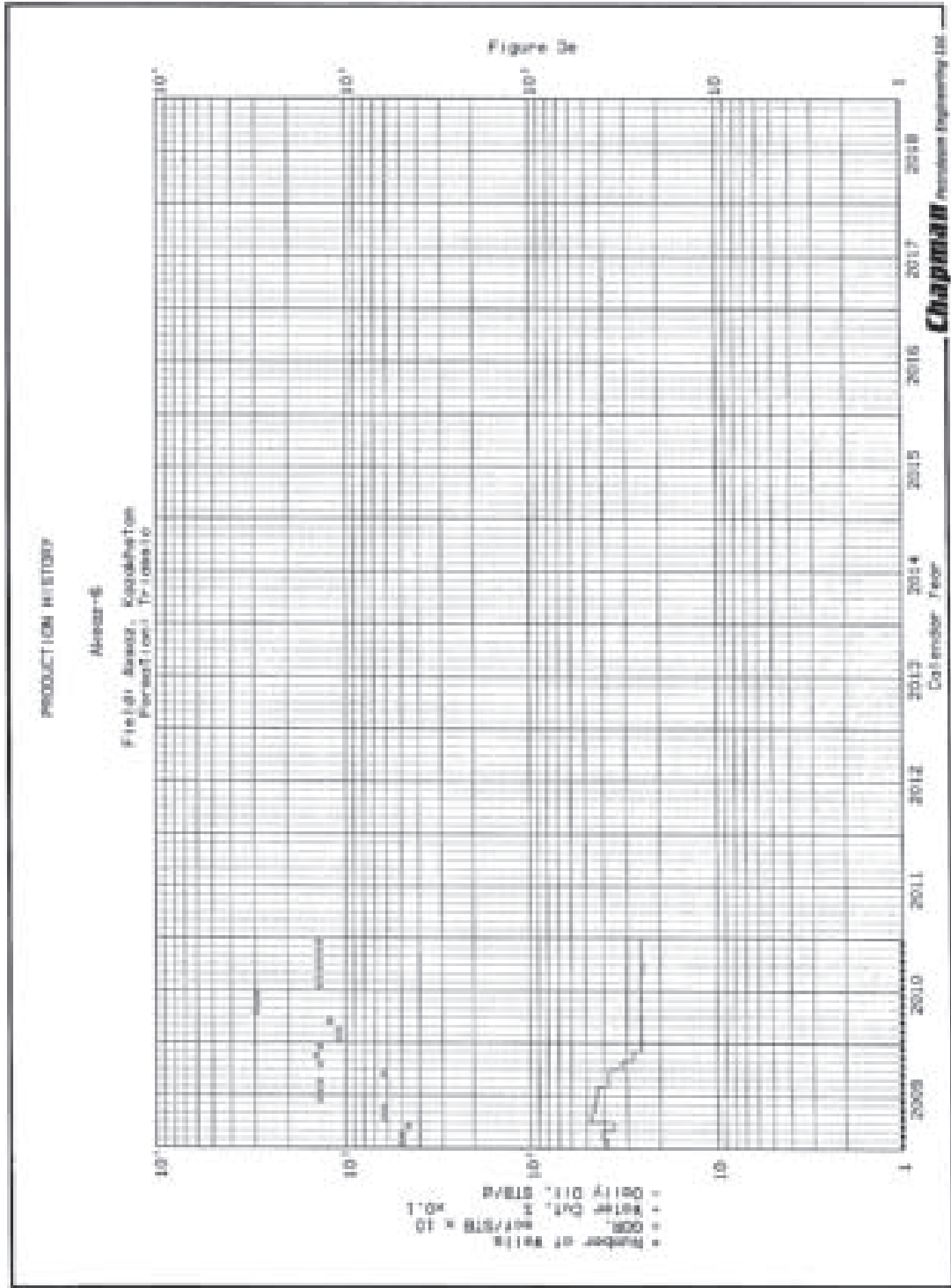
說明	最終 RGIP	累積 產量	剩餘 RGIP (原)	剩餘 RGIP (銷售)	參考	層序比 %	液化	硫磺	油氣比	
							天然氣比率 桶/百萬 標準 立方英尺	比率 LT/百萬 標準 立方英尺	標準 立方英尺/ 標準桶	
概算已開發未動用儲量										
Aksaz-1	三疊紀(第四及一層)	3,384	0	3,384	3,147	油氣比: 8,818標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	8,818
Aksaz-2A	三疊紀(第三層)	728	0	728	677	油氣比: 21,230標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	21,230
Aksaz-2A	三疊紀(第二層)	343	0	343	319	油氣比: 21,230標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	21,230
Aksaz-3	三疊紀(第零層)	465	0	465	433	油氣比: 5,242標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	5,242
Aksaz-4	三疊紀(第一層)	153	0	153	142	油氣比: 4,500標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	4,500
概算已開發未動用儲量總額		5,074	0	5,074	4,718					
概算已開發儲量總額		7,339	0	7,339	6,824					
概算未開發儲量										
Aksaz-2	三疊紀(第一層)	82	0	82	76	油氣比: 21,230標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	21,230
採油井位3	三疊紀(第二及一層)	2,343	0	2,343	2,178	油氣比: 12,466標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	12,466
採油井位4	三疊紀(第三、二及 一層)	3,382	0	3,382	3,146	油氣比: 5,242標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	5,242
概算未開發儲量總額		5,807	0	5,807	5,400					
概算儲量總額		13,146	0	13,146	12,225					
探明和概算儲量總額		28,261	3,369	24,892	23,149					
可能儲量										
採油井位3	三疊紀(第三層)	1,005	0	1,005	935	油氣比: 12,466標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	12,466
採油井位5	三疊紀(第三、二及 一層)	3,446	0	3,446	3,205	油氣比: 21,230標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	21,230
採油井位6	三疊紀(第三'、三''、 二'及二''區)	1,677	0	1,677	1,559	油氣比: 4,500標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	4,500
採油井位7	三疊紀(第三'、三''、 二'及二''區)	1,677	0	1,677	1,559	油氣比: 4,500標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	4,500
採油井位8	三疊紀(第三及二層)	3,186	0	3,186	2,963	油氣比: 8,818標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	8,818
可能儲量總額		10,990	0	10,990	10,221					
探明和概算和 可能儲量總額		39,251	3,369	35,882	33,370					











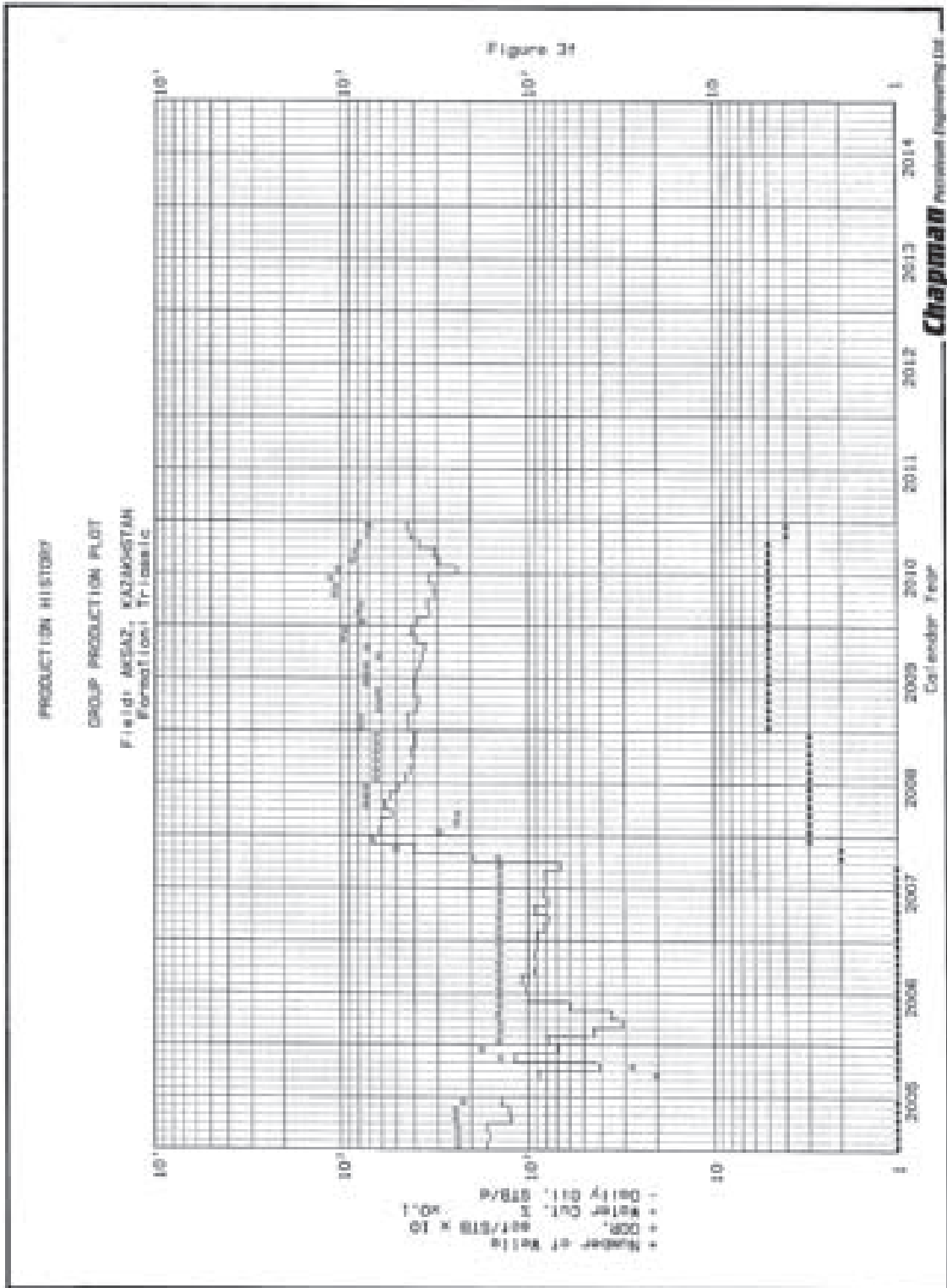


表3a

預期資本開支發展摘要
二零一一年一月一日

BMB Munai, Inc.

哈薩克斯坦共和國Aksaz油田

說明	日期	作業	資本權益 %	總資本 千美元	淨資本 千美元
探明已開發動用儲量					
Aksaz-1	2011	產油層增產處理	100.0000	200	200
Aksaz-6	2011	產油層增產處理	100.0000	200	200
		探明已開發動用儲量總額		400	400
探明已開發未動用儲量					
Aksaz-1	2011	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	600	600
Aksaz-2A	2011	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	600	600
Aksaz-3	2011	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	600	600
Aksaz-4	2011	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	600	600
		探明已開發未動用儲量總額		2,400	2,400
探明未開發儲量					
Aksaz-2	2012	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	500	500
		探明未開發儲量總額		500	500
		探明儲量總額		3,300	3,300
概算已開發儲量					
Aksaz-1	2012	完井及與額外層段匹配	100.0000	600	600
Aksaz-2A	2012	完井及與額外層段匹配	100.0000	300	300
Aksaz-3	2012	完井及與額外層段匹配	100.0000	300	300
Aksaz-4	2012	完井及與額外層段匹配	100.0000	300	300
Aksaz-6	2012	完井及與額外層段匹配	100.0000	600	600
		概算已開發儲量總額		2,100	2,100
概算未開發儲量					
Aksaz-2	2012	完井及與額外層段匹配	100.0000	100	100
集氣設施	2012	興建及連接集氣設施	100.0000	7,500	7,500
兩個採油井位	2013	鑽井、完井及與額外層段匹配	100.0000	17,000	17,000
		概算未開發儲量總額		24,600	24,600
		概算儲量總額		26,700	26,700
		探明和概算儲量總額		30,000	30,000
可能儲量					
一個採油井位	2013	完井及與額外層段匹配	100.0000	400	400
四個採油井位	2014/2015	鑽井、完井及與額外層段匹配	100.0000	34,000	34,000
		可能儲量總額		34,400	34,400
		探明和概算和可能儲量總額		64,400	64,400

附註：上述資本值以現時美元表示，並無調高。

表3b

預期資本開支摘要
棄置和恢復
二零一一年一月一日

BMB Munai, Inc.

哈薩克斯坦共和國Aksaz油田

說明	年份	油井參數	資本權益 %	總資本 千美元	淨資本 千美元
Aksaz-1		多層產油井	100.0000	50	50
Aksaz-2		多層產油井	100.0000	50	50
Aksaz-2A		多層產油井	100.0000	50	50
Aksaz-3		多層產油井	100.0000	50	50
Aksaz-4		多層產油井	100.0000	50	50
Aksaz-6		多層產油井	100.0000	50	50
6個採油井位		多層產油井	100.0000	300	300
		棄置和恢復總額		600	600

Table 4 Summary of Company Revenue and Expenses Before Income Tax January 1, 2019											
B&B World, Inc. Basis, Acquisition											
Net To Reported Income											
Description	Light and Medium Duty (MTW)		Heavy Duty (MTW)		M&L Units		Construction Duty Truck (MT, W)				
	Trucks	Trailers	Trucks	Trailers	Trucks	Trailers	Trucks	Trailers	Trailers	Trailers	Trailers
Process Developed Products											
Model 1 Tractor (Class 2)	66	156	1,004	1,004	0	0	2,170	2,071	2,042	1,200	1,071
Model 2 Tractor (Class 2)	40	40	508	508	0	0	2,061	2,011	1,880	1,930	1,881
Model 3 Tractor (Class 2)	24	24	402	402	0	0	800	800	800	800	777
Model 4 Tractor (Class 2 & 3)	64	64	731	731	0	0	3,000	2,700	2,500	2,070	2,170
Total Process Developed Products	194	284	2,845	2,645	0	0	10,731	10,582	9,242	6,080	6,099
Process Developed Non-Producing											
Model 1 Tractor (Class 2 & 3)	20	20	2,000	2,000	0	0	10,730	9,240	7,200	5,900	4,700
Model 2A Tractor (Class 2)	60	60	1,700	1,700	0	0	4,207	3,607	3,400	3,000	2,707
Model 3 Tractor (Class 2 & 3)	100	100	2,000	2,000	0	0	20,000	19,400	18,000	11,000	9,000
Model 4 Tractor (Class 2, 3 & 4)	100	100	1,000	1,000	0	0	10,000	11,000	10,000	9,000	7,000
Total Process Developed Non-Producing	280	280	6,700	6,700	0	0	55,437	49,647	46,600	36,600	36,407
Total Process Developed	474	564	9,545	9,345	0	0	76,168	70,229	65,842	42,680	42,506
Process Underdeveloped											
Model 1 Tractor (Class 2)	10	10	100	100	0	0	500	440	377	300	273
Total Process Underdeveloped	10	10	100	100	0	0	500	440	377	300	273
Total Process	1,074	1,074	10,645	10,645	0	0	76,168	70,129	66,219	42,980	42,779
Produce											
Produce Developed Products											
Model 1 Tractor (Class 2 & 3)	100	100	2,000	2,000	0	0	9,000	7,000	5,700	4,000	4,000
Total Produce Developed Products	100	100	2,000	2,000	0	0	9,000	7,000	5,700	4,000	4,000
Produce Developed Non-Producing											
Model 1 Tractor (Class 2, 3 & 4)	100	100	2,000	2,000	0	0	10,000	10,000	10,000	10,000	9,000
Model 2A Tractor (Class 2 & 3)	100	100	1,000	1,000	0	0	5,000	4,000	3,000	2,000	1,000
Model 3 Tractor (Class 2 & 3)	100	100	1,000	1,000	0	0	3,000	2,000	1,000	1,000	1,000
Model 4 Tractor (Class 2, 3 & 4)	100	100	1,000	1,000	0	0	1,000	1,000	500	500	700
Total Produce Developed Non-Producing	400	400	5,000	5,000	0	0	20,000	18,000	14,500	14,500	14,000
Total Produce Developed	500	500	7,000	7,000	0	0	29,000	25,000	20,200	28,500	28,000
Produce Underdeveloped											
Model 1 Tractor (Class 2)	100	100	1,000	1,000	0	0	100	100	100	100	100
The Location Tractor (Class 2 & 3)	100	100	1,000	1,000	0	0	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
One-Offering Tractor	0	0	0	0	0	0	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Total Produce Underdeveloped	200	200	2,000	2,000	0	0	11,100	11,100	11,100	11,100	11,100
Total Produce	1,074	1,074	12,645	12,645	0	0	40,168	36,129	35,919	27,480	26,879
Process Plus Produce											
Model 1 Tractor (Class 2, 3 & 4)	100	100	1,000	1,000	0	0	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
The Location Tractor (Class 2, 3 & 4)	1,000	1,000	1,000	1,000	0	0	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Total Process Plus Produce	1,100	1,100	2,000	2,000	0	0	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Process											
One Location Tractor (Class 2, 3 & 4)	100	100	1,000	1,000	0	0	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
The Location Tractor (Class 2, 3 & 4)	1,000	1,000	1,000	1,000	0	0	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Total Process	1,100	1,100	2,000	2,000	0	0	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Total Process Plus Produce Plus Process	4,000	4,000	14,645	14,645	0	0	117,168	106,129	106,119	69,480	69,779

All figures thousands of dollars.
 These numbers are the best of the Company's working order books, please advise before production of materials based on others.
 All numbers are the best of the Company's working order books, please advise before production of materials based on others.
 Columns may not add precisely due to rounding during the report.



Table 20

STATEMENT OF: Total, Restricted
 Total Asset Holdings

AS AT: 31-12-2014
 31-12-2014
 31-12-2014
 31-12-2014

STATEMENT BY:
 COMPANY: Chapman Engineering Ltd.
 ADDRESS: 100, ...
 CONTACT: ...

TOTAL ASSETS: £100,000
 TOTAL LIABILITIES: £0

Year	2011			2012			2013			2014		
	£	£	£	£	£	£	£	£	£	£	£	
2011	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
2012	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
2013	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
2014	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
TOTAL	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	

Year	2011			2012			2013			2014		
	£	£	£	£	£	£	£	£	£	£	£	
2011	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
2012	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
2013	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
2014	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
TOTAL	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	

Year	2011			2012			2013			2014		
	£	£	£	£	£	£	£	£	£	£	£	
2011	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
2012	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
2013	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
2014	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
TOTAL	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	

Year	2011			2012			2013			2014		
	£	£	£	£	£	£	£	£	£	£	£	
2011	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
2012	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
2013	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
2014	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
TOTAL	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	

Year	2011			2012			2013			2014		
	£	£	£	£	£	£	£	£	£	£	£	
2011	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
2012	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
2013	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
2014	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	
TOTAL	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	

Chapman Petroleum Engineering Ltd

Table 10

PRELIMINARY IFRS Balance Sheet

31.12.2014

ASSETS

Intangible Assets

Goodwill

Identifiable Intangible Assets

Other Intangible Assets

Intangible Assets

Property, Plant and Equipment

Investments

Financial Assets

Current Tax Assets

Other Assets

Assets

Liabilities

Current Tax Liabilities

Other Liabilities

Liabilities

Equity

Share Capital

Reserves

Equity

IFRS Balance Sheet

2014

2013

2012

2011

2010

2009

2008

2007

2006

2005

2004

2003

2002

2001

2000

1999

1998

1997

1996

1995

1994

1993

1992

1991

1990

1989

1988

1987

1986

1985

1984

1983

1982

1981

1980

1979

1978

1977

1976

1975

1974

1973

1972

1971

1970

1969

1968

1967

1966

1965

1964

1963

1962

1961

1960

1959

1958

1957

1956

1955

1954

1953

1952

1951

1950

1949

1948

1947

1946

1945

1944

1943

1942

1941

1940

1939

1938

1937

1936

1935

1934

1933

1932

1931

1930

1929

1928

1927

1926

1925

1924

1923

1922

1921

1920

1919

1918

1917

1916

1915

1914

1913

1912

1911

1910

1909

1908

1907

1906

1905

1904

1903

1902

1901

1900

1899

1898

1897

1896

1895

1894

1893

1892

1891

1890

1889

1888

1887

1886

1885

1884

1883

1882

1881

1880

1879

1878

1877

1876

1875

1874

1873

1872

1871

1870

1869

1868

1867

1866

1865

1864

1863

1862

1861

1860

1859

1858

1857

1856

1855

1854

1853

1852

1851

1850

1849

1848

1847

1846

1845

1844

1843

1842

1841

1840

1839

1838

1837

1836

1835

1834

1833

1832

1831

1830

1829

1828

1827

1826

1825

1824

1823

1822

1821

1820

1819

1818

1817

1816

1815

1814

1813

1812

1811

1810

1809

1808

1807

1806

1805

1804

1803

1802

1801

1800

1799

1798

1797

1796

1795

1794

1793

1792

1791

1790

1789

1788

1787

1786

1785

1784

1783

1782

1781

1780

1779

1778

1777

1776

1775

1774

1773

1772

1771

1770

1769

1768

1767

1766

1765

1764

1763

1762

1761

1760

1759

1758

1757

1756

1755

1754

1753

1752

1751

1750

1749

1748

1747

1746

1745

1744

1743

1742

1741

1740

1739

1738

1737

1736

1735

1734

1733

1732

1731

1730

1729

1728

1727

1726

1725

1724

1723

1722

1721

1720

1719

1718

1717

1716

1715

1714

1713

1712

1711

1710

1709

1708

1707

1706

1705

1704

1703

1702

1701

1700

1699

1698

1697

1696

1695

1694

1693

1692

1691

1690

1689

1688

1687

1686

1685

1684

1683

1682

1681

1680

1679

1678

1677

1676

1675

1674

1673

1672

1671

1670

1669

1668

1667

1666

1665

1664

1663

1662

1661

1660

1659

1658

1657

1656

1655

1654

1653

1652

1651

1650

1649

1648

1647

1646

1645

1644

1643

1642

1641

1640

1639

1638

1637

1636

1635

1634

1633

1632

1631

1630

1629

1628

1627

1626

1625

1624

1623

1622

1621

1620

1619

1618

1617

1616

1615

1614

1613

1612

1611

1610

1609

1608

1607

1606

1605

1604

1603

1602

1601

1600

1599

1598

1597

1596

1595

1594

1593

1592

1591

1590

1589

1588

1587

1586

1585

1584

1583

1582

1581

1580

1579

1578

1577

1576

1575

1574

1573

1572

1571

1570

1569

1568

1567

1566

1565

1564

1563

1562

1561

1560

1559

1558

1557

1556

1555

1554

1553

1552

1551

1550

1549

1548

1547

1546

1545

1544

1543

1542

1541

1540

1539

1538

1537

1536

1535

1534

1533

1532

1531

1530

1529

1528

1527

1526

1525

1524

1523

1522

1521

1520

1519

1518

1517

1516

1515

1514

1513

1512

1511

1510

1509

1508

1507

1506

1505

1504

1503

1502

1501

1500

1499

1498

1497

1496

1495

1494

1493

1492

1491

1490

1489

1488

1487

1486

1485

1484

1483

1482

1481

1480

1479

1478

1477

1476

1475

1474

1473

1472

1471

1470

1469

1468

1467

1466

1465

1464

1463

1462

1461

1460

1459

1458

1457

1456

1455

1454

1453

1452

1451

1450

1449

1448

1447

1446

1445

1444

1443

1442

1441

1440

1439

1438

1437

1436

1435

1434

1433

1432

1431

1430

1429

1428

1427

1426

1425

1424

1423

1422

1421

1420

1419

1418

1417

1416

1415

1414

1413

1412

1411

1410

1409

1408

1407

1406

1405

1404

1403

1402

1401

1400

1399

1398

1397

1396

1395

1394

1393

1392

1391

1390

1389

1388

1387

1386

1385

1384

1383

1382

1381

1380

1379

1378

1377

1376

1375

1374

1373

1372

1371

1370

1369

1368

1367

1366

1365

1364

1363

1362

1361

1360

1359

1358

1357

1356

1355

1354

1353

1352

1351

1350

1349

1348

1347

1346

1345

1344

1343

1342

1341

1340

1339

1338

1337

1336

1335

1334

1333

1332

1331

1330

1329

1328

1327

1326

1325

1324

1323

1322

1321

1320

1319

1318

1317

1316

1315

1314

1313

1312

1311

1310

1309

1308

1307

1306

1305

1304

1303

1302

1301

1300

1299

1298

1297

1296

1295

1294

1293

1292

1291

1290

1289

1288

1287

1286

1285

1284

1283

1282

1281

1280

1279

1278

1277

1276

1275

1274

1273

1272

1271

1270

1269

1268

1267

1266

1265

1264

1263

1262

1261

1260

1259

1258

1257

1256

1255

1254

1253

1252

1251

1250

1249

1248

1247

1246

1245

1244

1243

1242

1241

1240

1239

1238

1237

1236

1235

1234

1233

1232

1231

1230

1229

1228

1227

1226

1225

1224

1223

1222

1221

1220

1219

1218

1217

1216

1215

1214

1213

1212

1211

1210

1209

1208

1207

1206

1205

1204

1203

1202

1201

1200

1199

1198

1197

1196

1195

1194

1193

1192

1191

1190

1189

1188

1187

1186

1185

1184

1183

1182

1181

1180

1179

1178

1177

1176

1175

1174

1173

1172

1171

1170

1169

1168

1167

1166

1165

1164

1163

1162

1161

1160

1159

1158

1157

1156

1155

1154

1153

1152

1151

1150

1149

1148

1147

1146

1145

1144

1143

1142

1141

1140

1139

1138

1137

1136

1135

1134

1133

1132

1131

1130

1129

1128

1127

1126

1125

1124

1123

1122

1121

1120

1119

1118

1117

1116

1115

1114

1113

1112

1111

1110

1109

1108

1107

1106

1105

1104

1103

1102

1101

1100

1099

1098

1097

1096

1095

1094

1093

1092

1091

1090

1089

1088

1087

1086

1085

1084

1083

1082

1081

1080

1079

1078

1077

1076

1075

1074

1073

1072

1071

1070

1069

1068

1067

1066

1065

1064

1063

1062

1061

1060

1059

1058

1057

1056

1055

1054

1053

1052

1051

1050

1049

1048

1047

1046

1045

1044

1043

1042

1041

1040

1039

1038

1037

1036

1035

1034

1033

1032

1031

1030

1029

1028

1027

1026

1025

1024

1023

1022

1021

1020

1019

1018

1017

1016

1015

1014

1013

1012

1011

1010

1009

1008

1007

1006

1005

1004

1003

1002

1001

1000

999

998

997

996

995

994

993

992

991

990

989

988

987

986

985

984

983

982

981

980

979

978

977

976

975

974

973

972

971

970

969

968

967

966

965

964

963

962

961

960

959

958

957

956

955

954

953

952

951

950

949

948

947

946

945

944

943

942

941

940

939

938

937

936

935

934

933

932

931

930

929

928

927

926

925

924

923

922

921

920

919

918

917

916

915

914

913

912

911

910

909

908

907

906

905

904

903

902

901

900

899

898

897

896

895

894

893

892

891

890

889

888

887

886

885

884

883

882

881

880

879

878

877

876

875

874

873

872

871

870

869

868

867

866

865

864

863

862

861

860

859

858

857

856

855

854

853

852

851

850

849

848

847

846

845

844

843

842

841

840

839

838

837

836

835

834

833

832

831

830

829

828

827

826

825

824

823

822

821

820

819

818

817

816

815

814

813

812

811

810

809

808

807

806

805

804

803

802

801

800

799

798

797

796

795

794

793

792

791

790</

Table 4

STATEMENT OF Cash, Cash-equivalents
and Financial Instruments

ASSETS

STATEMENT OF Cash, Cash-equivalents
and Financial Instruments

LIABILITIES

Year	2018						2017					
	Balance	Income	Expenses	Net	Balance	Income	Expenses	Net	Balance	Income	Expenses	Net
2018	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2017	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2016	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2015	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2014	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2013	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2012	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2011	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2010	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2009	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2008	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2007	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2006	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2005	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2004	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2003	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2002	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2001	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2000	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1999	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1998	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1997	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1996	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1995	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1994	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1993	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1992	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1991	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1990	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1989	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1988	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1987	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1986	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1985	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1984	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1983	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1982	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1981	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
1980	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Table 4 continues with detailed financial data, including a table for 'Net Income' and 'Net Assets'.

哈薩克斯坦共和國
ADEK 區塊（合約地區）
DOLINNOE 油田

索引

討論

所有權
地質
岩石物理數據和分析
儲量
生產
產品價格
資本開支
經營成本
經濟狀況

附件

表1： 土地、權益及礦區使用費附表

圖1： 油田圖及早中三疊紀架構

圖2： 測井記錄分析呈列數據

- a) Dolinnoe-1
- b) Dolinnoe-2
- c) Dolinnoe-3
- d) Dolinnoe-5
- e) Dolinnoe-6
- f) Dolinnoe-7

表2： 儲量總額摘要

圖3： 生產歷史圖

- a) Dolinnoe-1，中三疊紀T2
- b) Dolinnoe-2，中三疊紀T2
- c) Dolinnoe-3，中三疊紀T2
- d) Dolinnoe-5，中三疊紀T2
- e) Dolinnoe-6，中三疊紀T2
- f) 群組產量圖件圖，中三疊紀T2

表3： 預期資本開支摘要

- a) 開發
- b) 棄置和恢復

表4： 貴公司儲量及經濟數據摘要

綜合現金流量

- a) 探明已開發動用儲量總額
- b) 探明已開發儲量總額
- c) 探明儲量總額
- d) 探明和概算儲量總額
- e) 探明和概算和可能儲量總額

哈薩克斯坦共和國
ADEK 區塊（合約地區）
DOLINNOE 油田
討論

所有權

貴公司擁有被稱作ADEK區塊的「許可證」及「勘探合同」的100%開採權益，ADEK區塊位於哈薩克斯坦境內的Mangistau Oblast，距離哈薩克斯坦共和國（哈薩克斯坦共和國）阿克套約50公里。

許可證最初於一九九九年授出，而勘探合同則由前身公司於二零零零年六月九日訂立。許可證及合同面積均於二零零二年九月二十三日指派給 貴公司。

許可證及勘探合同授予權力，以在相關地區進行勘探及開發活動。勘探合同的年期最初為五年，但其已獲延長，目前的到期日期為二零一三年一月九日。

延長條款要求最低資本開支為：二零零四年7,000,000美元、二零零五年9,300,000美元、二零零六年5,000,000美元、二零零九年七月九日至二零零九年十二月三十一日6,790,000美元及二零一零年12,690,000美元，所有上述要求均已滿足或甚至超過。此外，最低工作計劃要求二零一一年27,240,000美元及二零一二年14,840,000美元。

一旦ADEK區塊確定進行商業化生產， 貴公司可申請一份「勘探和生產合同」，合同條款將通過磋商確定。 貴公司有權於現有勘探合同期限內，根據《石油法》按表1所列的礦區使用費率生產及銷售石油。如果 貴公司可顯示商業發現的證據、已履行其最低工作承諾及提交MEMR可予接受的開發計劃，相信沒有理由不會授出勘探和生產合同。

根據勘探和生產合同，礦區使用費率乃根據磋商確定，並且視乎儲量和生產率而有所不同。據估計，由於預期儲量及生產率，該地區的礦區使用費（礦產開採稅）率將不會超過9.9%。

哈薩克斯坦一般有兩種形式的生產合同，產品分成合同以及基於稅收和礦區使用費的合同。我們已使用上述基於礦區使用費的合同。

Dolinnoe油田是在ADEK區塊發現的四個已知油田之一。 貴公司已再入油井Dolinnoe-1的開採權，並已鑽取Dolinnoe-2、Dolinnoe-3、Dolinnoe-5、Dolinnoe-6及

Dolinnoe-7。油井Dolinnoe-1及2已通過全面測試，已分別在兩個和一個油層投產。油井Dolinnoe-3及Dolinnoe-6在兩個油層在產。油井Dolinnoe-5曾投產幾個月，但隨後停產以進行進一步增產，然後恢復生產但其後又停產。油井Dolinnoe-7已鑽探、測試完畢及準備在兩個油層投產。

圖1載有油田的地圖（顯示油井的位置和油藏結構），表1載列所有權的簡要說明。

地質

ADEK區塊位於Mangistau Ustyrt Central High邊緣地區，該地區擁有多個在產油田。Dolinnoe油田是一個包括多個斷塊的斷裂背斜。主要產油層為中三疊紀碳酸岩。

油氣圈閉在Beke-Bashkudsky高地與Karagiin凹谷的過渡帶內形成。緊挨區域斷層的Dolinnoe邊界將油氣圈閉分割成兩個大型構造單元。

中三疊紀的生產資源包括上部的石灰岩及下部的白雲岩。就本報告而言，我們已提到上三疊紀與下三疊紀的該等層段。

ADE區塊由多幅二維地震圖和三維勘測圖覆蓋。早中三疊紀架構的代表是反射層V2^{IV}，該反射層載於圖1。

侏羅紀是按順序夾雜有一些碳酸岩的碎屑砂頁岩，在整個儲油區位於三疊紀上面約950米處。如我們的測井記錄分析所示，侏羅紀是油氣遠景的次要開採機會。潛在資源已獲確定，但本報告尚未賦予或估算任何儲量。

岩石物理數據和分析

俄羅斯地理信息系統測井記錄了淺層測井，貝克阿特拉斯測井記錄了三疊紀以上的測井。

Chapman數字測井記錄分析乃使用日立數據系統軟件在上及下三疊紀油藏以上進行分析得出。

伽馬射線被用於對偶水飽和度方程的頁岩指標，選擇的碳酸岩濃度為a、m及n。

含水飽和度界限值為40%，泥質含量為30%。

如說明性測井記錄所示，上及下三疊紀的淨產油層已經確定。

儲量

油井Dolinnoe-1、2、3及7的中三疊紀T2油層的採油層段已估算的探明已開發動用儲量為1,715千標準桶及溶解氣儲量為1,960百萬標準立方英尺，上述儲量乃根據數字測井記錄分析取得的油藏參數計算得出，並假設油井：Dolinnoe-1及2的供油面積為60畝及採收率為30%；油井：Dolinnoe-3及7的供油面積為50畝及採收率為30%，並採用表2所示的實際油氣比。我們獲告知，周邊油田可實現的採收率為30-45%。這是一個優質油藏，具有很高的壓力及蘊藏輕質油（45-56° API）。由於該地區為典型的三疊紀油藏，故將很可能不存在邊水驅油藏。

已使用流體性質相關參數以確定油層體積參數及溶解氣油比，有關參數及比率乃根據已知石油密度、油藏壓力和溫度以及油井早期的生產動態得出。

油井Dolinnoe-1、3、6及7其他中三疊紀層段的已估算額外探明已開發停產石油儲量為3,227千標準桶及可售溶解氣儲量為5,262百萬標準立方英尺。

油藏參數乃根據先前討論的各油井詳細數字測井記錄分析確定。

將直接在鄰近油井Dolinnoe-1及2鑽得的三個直接相鄰的採油井位已獲賦予的探明未開發石油儲量為2,571千標準桶及可售溶解氣儲量為3,625百萬標準立方英尺，有關儲量乃根據油井1及2的相同井筒參數計算得出，並假設採收率為20%及供油面積為60畝。

已主要就現有油井Dolinnoe-1、2、3、6及7的產油層段及非產油層段賦予的增加可能已開發石油儲量為1,592千標準桶及可售溶解氣儲量為2,157百萬標準立方英尺，當中假設採收率高於探明儲量(35%)。

油井Dolinnoe-5中三疊紀T2 II及III油層已獲賦予的額外可能已開發石油儲量為315千標準桶及可售溶解氣儲量為877百萬標準立方英尺。該油井於二零零八年三月投產；生產五年後停產以進行日後修井。該等儲量乃根據源自獨立測井記錄分析的油藏參數計算得出，當中假設採收率為30%及供油面積為60畝。

此外，油井Dolinnoe-3中三疊紀T2 I油層已獲賦予的額外可能已開發石油儲量為32千標準桶及可售溶解氣儲量為39百萬標準立方英尺，有關儲量乃根據源自獨立測井記錄分析的油藏參數計算得出，當中假設採收率為30%及供油面積為60畝。

已賦予三個直接採油井位的增加可能未開發石油儲量為1,285千標準桶及可售溶解氣儲量為1,812百萬標準立方英尺，當中假設採收率高於探明已開發儲量(30%)。

將在與油井Dolinnoe-1、2、3、5、6及7所在油藏相同的油藏上鑽探的六個額外採油井位的已估算額外概算未開發儲量石油儲量為5,140千標準桶及可售溶解氣儲量為7,247百萬標準立方英尺，有關儲量乃根據圖1所示的三維地震測繪圖計算得出。該等儲量乃根據探明未開發採油井位的類比計算得出，並假設採收率為20%及供油面積為60畝。

現有第5號油井已獲賦予的增加可能石油儲量為696千標準桶及可售溶解氣儲量為1,054百萬標準立方英尺，反映採收率增加。

第5號油井的一個層段及必須在探明及概算地區之外但在確定油藏內鑽探的其他十八個採油井位已獲賦予的額外可能石油儲量為12,915千標準桶及可售溶解氣儲量為18,291百萬標準立方英尺。

十八個額外採油井位獲賦予的儲量乃根據探明未開發採油井位的類比計算得出，當中假設供油面積及採收率相同。

如負責圖1所示三維地震解釋的地質及地球物理顧問提交的資料所示，本報告已賦予油井Dolinnoe-1、2、3、5、6及7所遇到的油藏儲量。額外潛在資源可能存在於周邊尚未鑽探的斷塊。

此外，根據測井記錄分析，侏羅紀已顯示存在巨大可能儲量潛力，本報告尚未對該等儲量進行評估。目前並無足夠的數據精確量化儲量，然而測井記錄分析驗證了上述油氣遠景。

此處所述的儲量概要載於表2。

生產

油井Dolinnoe-1目前在產，三疊紀I及II層的產量為159標準桶／天。油井Dolinnoe-2目前在產，全部四個三疊紀T2油層（IV、III、II及I）的產量為75標準桶／天。油井Dolinnoe-3目前在產，三疊紀IV油層的產量為121標準桶／天。油井Dolinnoe-6尚未恢復生產，原因是準備再入開採權。油井Dolinnoe-7自二零零八年九月起投產，當前的產量為82標準桶／天。

全部四個油井於測試階段內均從獨立層段鑽得。預計該等油井最終將從綜合油層鑽得。

我們已假設將會於二零一二年一月一日之前實施氣體保護和銷售法。根據生產日期計算，已預測平均採出汽油比為1,334標準立方英尺／標準桶。

各個油井的生產歷史圖及群組產量圖乃載於圖3a至3f。該等未生產井的最初產量於表2列示。

產品價格

貴公司已取得石油銷售出口許可證，使貴公司得以出口所有產品。於勘探階段，出口須繳納「出口租賃稅」，其將直至二零一三年一月九日預期延長勘探許可證為止。於本期間，出口租賃稅乃按哈薩克斯坦共和國新稅法得出，而其價值乃呈列於附件1。出口石油獲豁免增值稅。

此項目所用的預測價格乃按利用預測布倫特原油價格得出的Chapman預測減去16.37美元／千標準桶（運輸折扣）、出口稅5.20美元／千標準桶、出口租賃稅（價值呈列於附件1）、國內價格26.72美元／千標準桶（扣除增值稅前）、增值稅(12%)及出口／國內銷售額分配比例90%/10%（首三年）及80%/20%（其後）。

天然氣價格1.16美元／千標準立方英尺已被用作溶解氣的銷售價格及假設於整份報告內不變。

資本開支

總資本開支201,200,000美元已就此油田內的探明、概算及可能儲量的開發作出估計。

就完全開發賦予儲量所需的資本開支詳細明細呈列於表3a。

誠如表3b呈列，棄置和恢復成本（經扣除殘值）1,350,000美元（每個油井50,000美元）已於該等儲量被開採完後計入。

經營成本

根據貴公司提供的油田估算，油田經營成本8,850美元／油井／月（固定）、4.15美元／標準桶及0.15美元／千標準立方英尺已用作就本項目作出估算，而我們認為此乃合理。

經濟狀況

就此評估進行的經濟分析呈列於此，其反映本資產於未支付所得稅及根據「礦區使用費及稅項合約」適用的其他稅項前的未來現金流量。

現金流量預測已根據「預測價格及成本」假設按Chapman Petroleum Engineering價格預測編製。

經濟業績摘要呈列於表4，而綜合現金流量預測乃呈列於表4a至表4e。

表1

土地、權益及礦區使用費附表
二零一一年一月一日

BMB Munai, Inc.

哈薩克斯坦共和國Dolinnoe油田

說明	擁有權利	總畝數	評估權益		礦區使用費	
			開採 %	礦區 使用費 %	基本 %	超支 %
許可證AI 編號1552及 合約編號482	A	不適用	100.0000	-	1	-

附註：1 根據哈薩克斯坦共和國新稅法：

年產量 噸	千標準桶	油田礦區使用費(礦產開採稅)，%								
		2011-2012			2013			2014及之後		
		出口	本土	混合	出口	本土	混合	出口	本土	混合
最高250,000	最高1,964	5.00	2.50	4.75	6.00	3.00	5.70	7.00	3.50	6.30
最高500,000	最高3,928	7.00	3.50	6.65	8.00	4.00	7.60	9.00	4.50	8.10
最高1,000,000	最高7,856	8.00	4.00	7.60	9.00	4.50	8.55	10.00	5.00	9.00
最高2,000,000	最高15,711	9.00	4.50	8.55	10.00	5.00	9.50	11.00	5.50	9.90
最高3,000,000	最高23,567	10.00	5.00	9.50	11.00	5.50	10.45	12.00	6.00	10.80
最高4,000,000	最高31,423	11.00	5.50	10.45	12.00	6.00	11.40	13.00	6.50	11.70
最高5,000,000	最高39,278	12.00	6.00	11.40	13.00	6.50	12.35	14.00	7.00	12.60
最高7,000,000	最高54,990	13.00	6.50	12.35	14.00	7.00	13.30	15.00	7.50	13.50
最高10,000,000	最高78,557	15.00	7.50	14.25	16.00	8.00	15.20	17.00	8.50	15.30
逾10,000,000	逾78,558	18.00	9.00	17.10	19.00	9.50	18.05	20.00	10.00	18.00

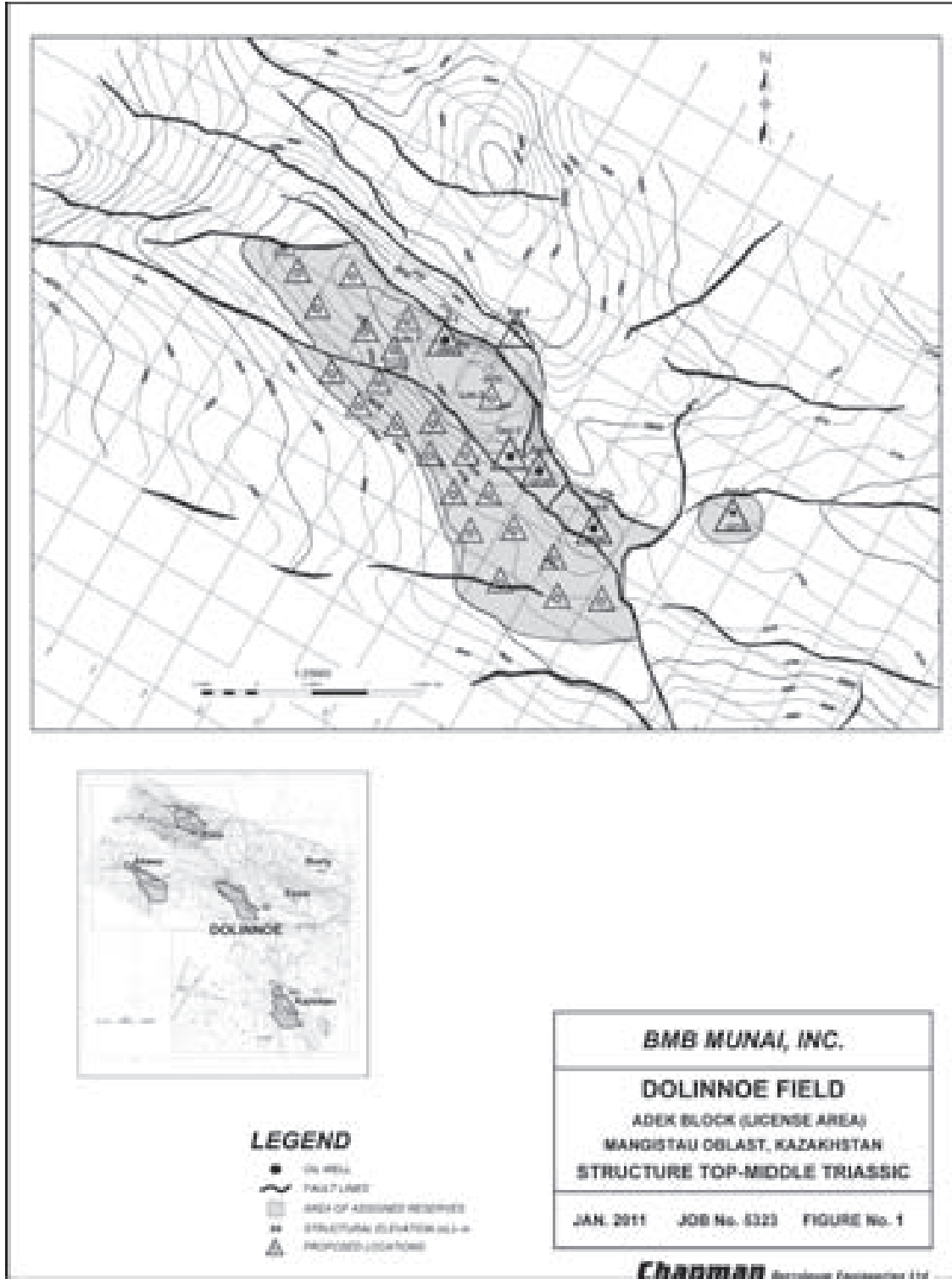
2011-2013 — 生產分配比例為90/10 (90%為出口生產，10%為本土銷售)

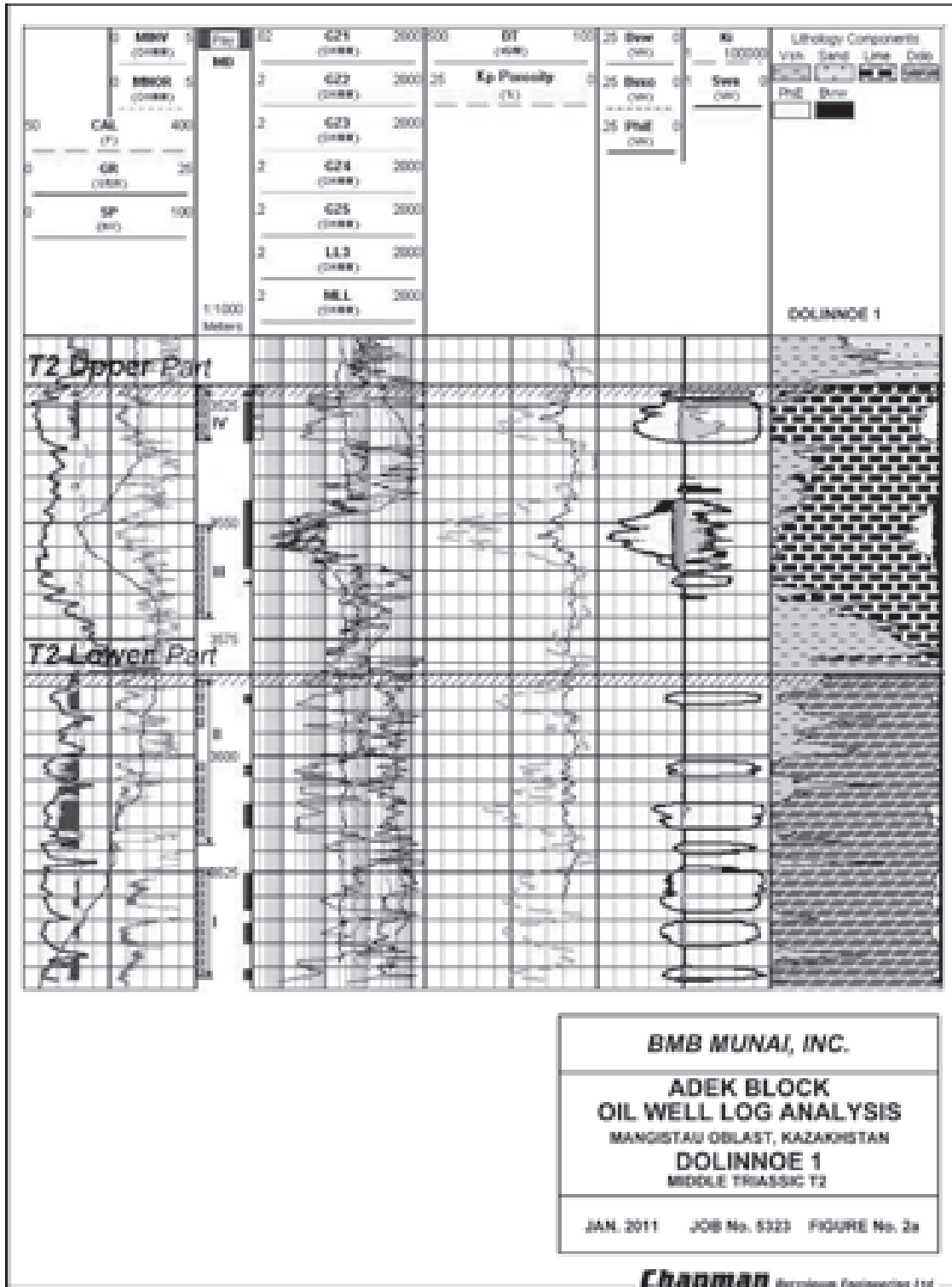
2013之後 — 生產分配比例為80/20 (80%為出口生產，20%為本土銷售)

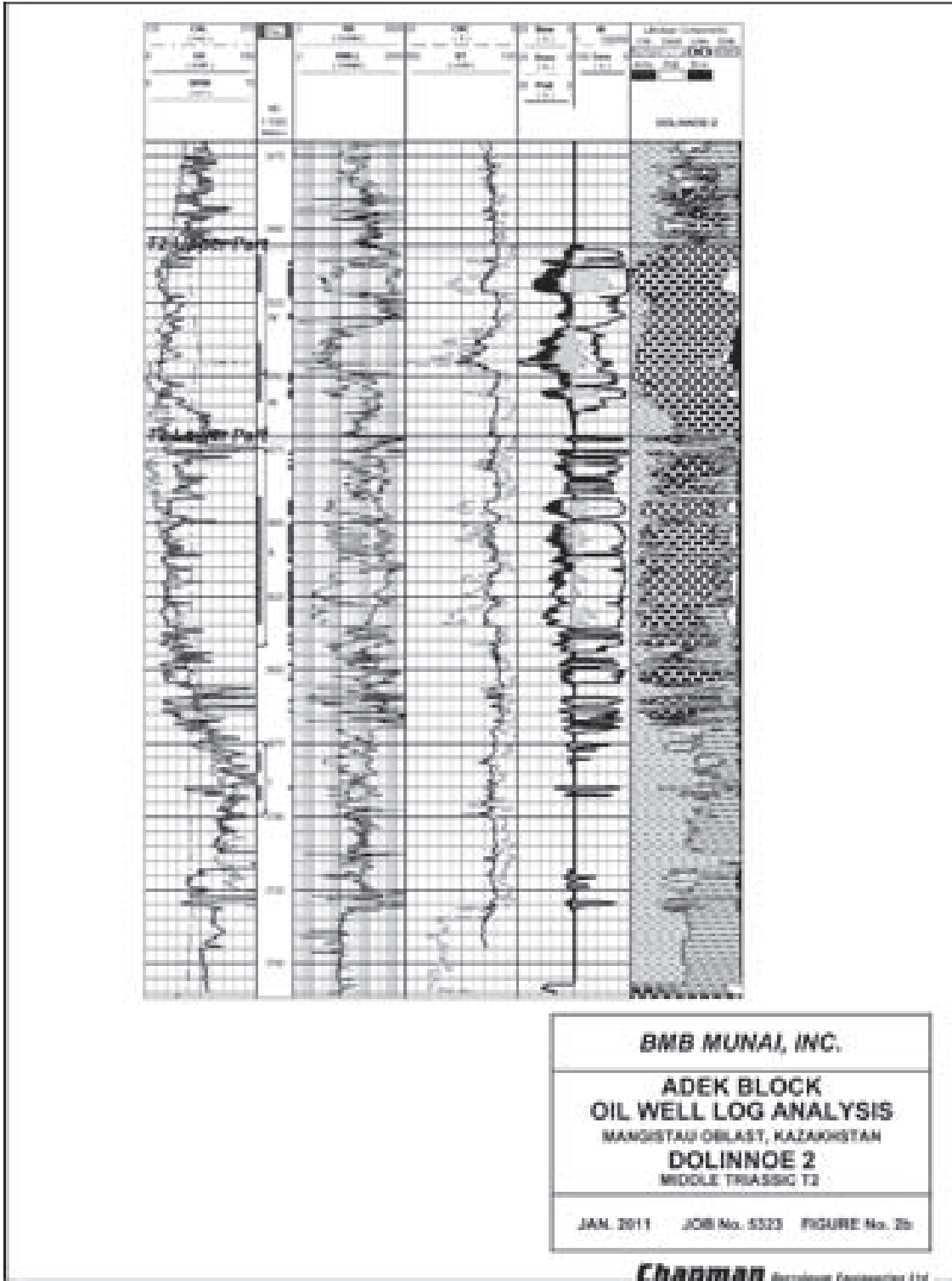
10 ⁶ 立方米	年產量 百萬標準立方英尺	氣田礦區使用費(礦產開採稅)，%	
		出口	本土
最高1000	最高35,490	10.00	0.50
最高2000	最高70,980	10.00	1.00
逾2000	逾70,980	10.00	1.50

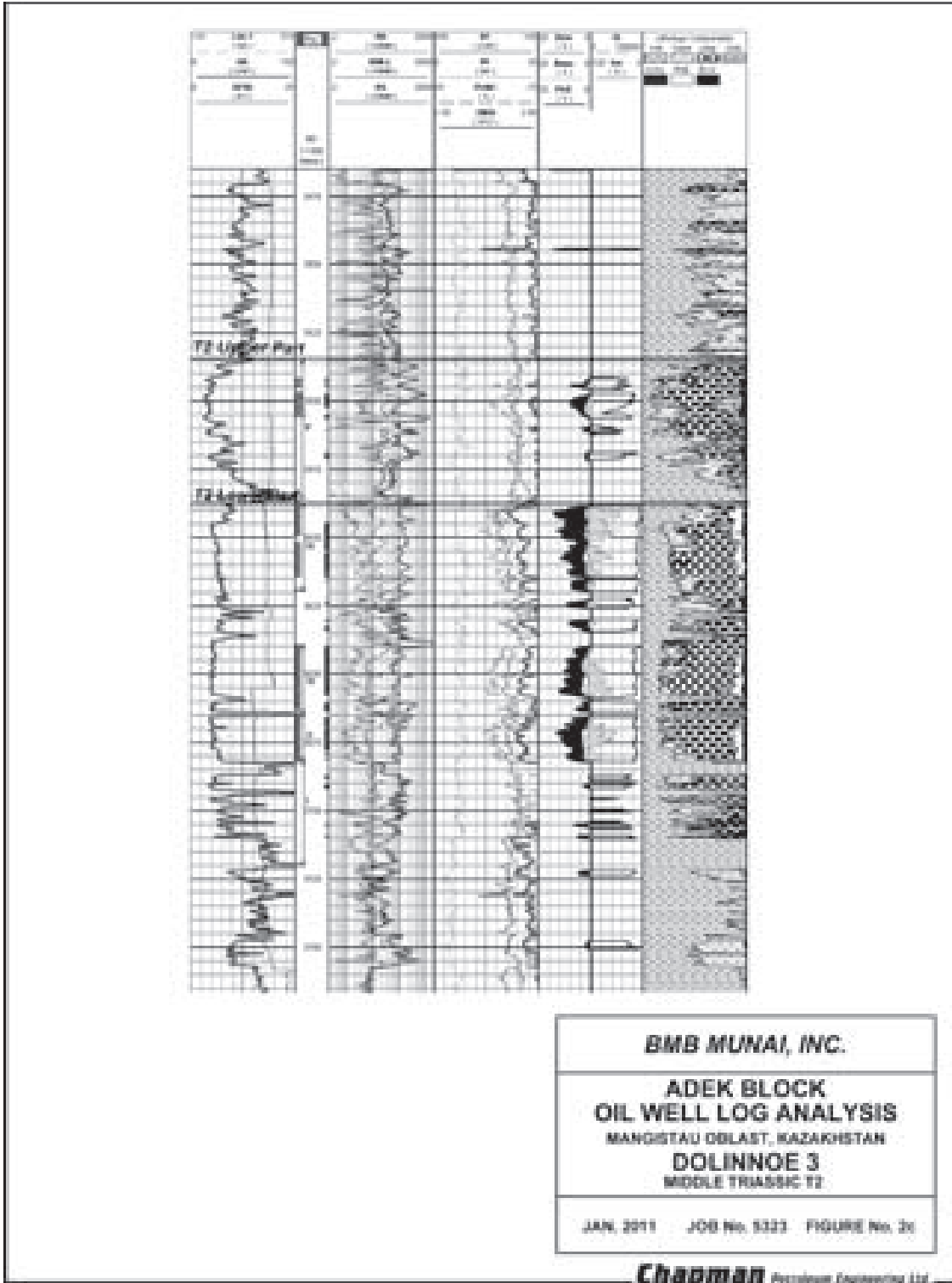
年度	企業所得稅 稅率，%
2011-2012	20.00
2013	17.50
2014及之後	15.00

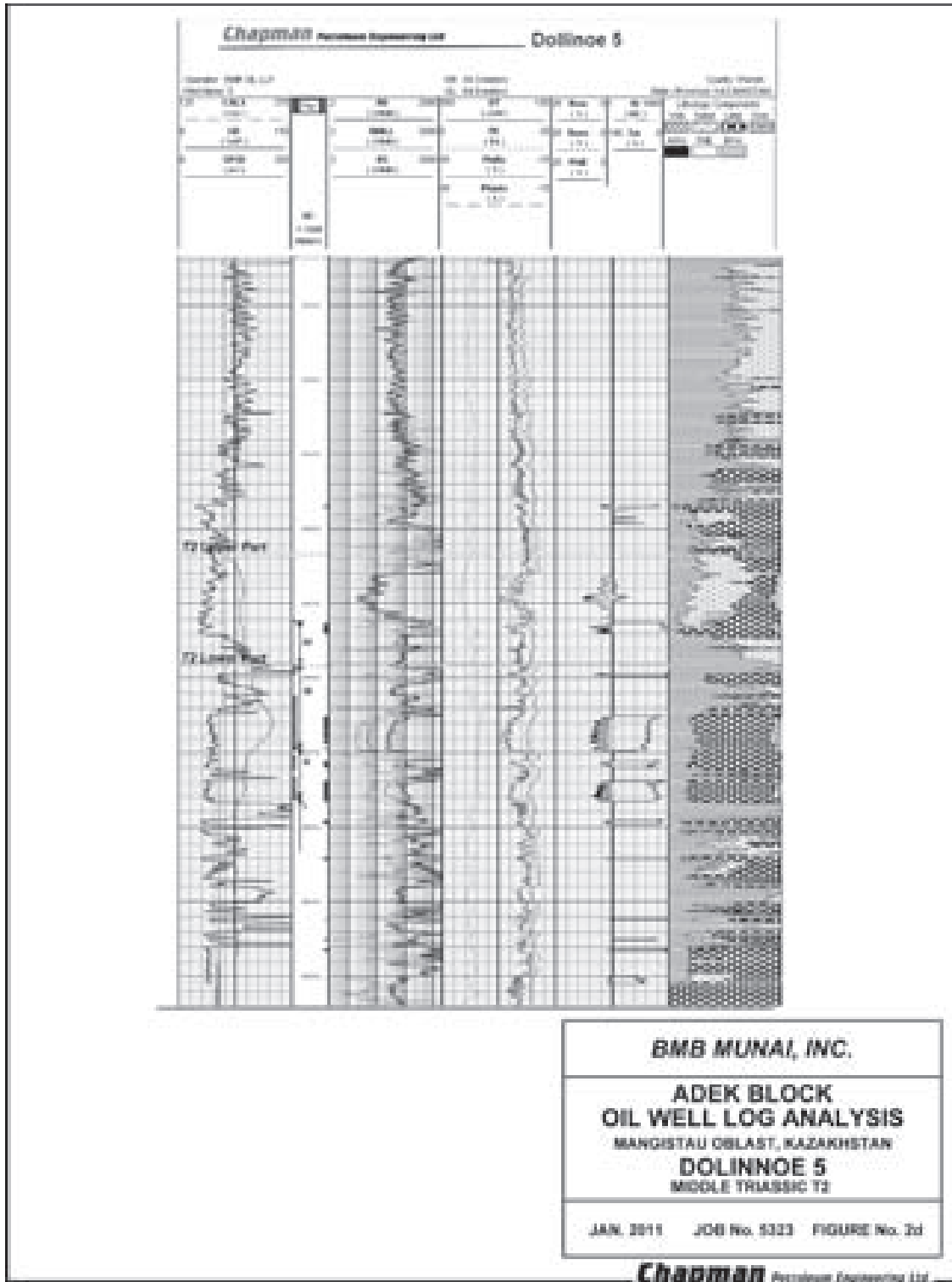
擁有權利： A Dolinnoe 油田位於XXXVI-10-C (部分)、D (部分) 區塊。

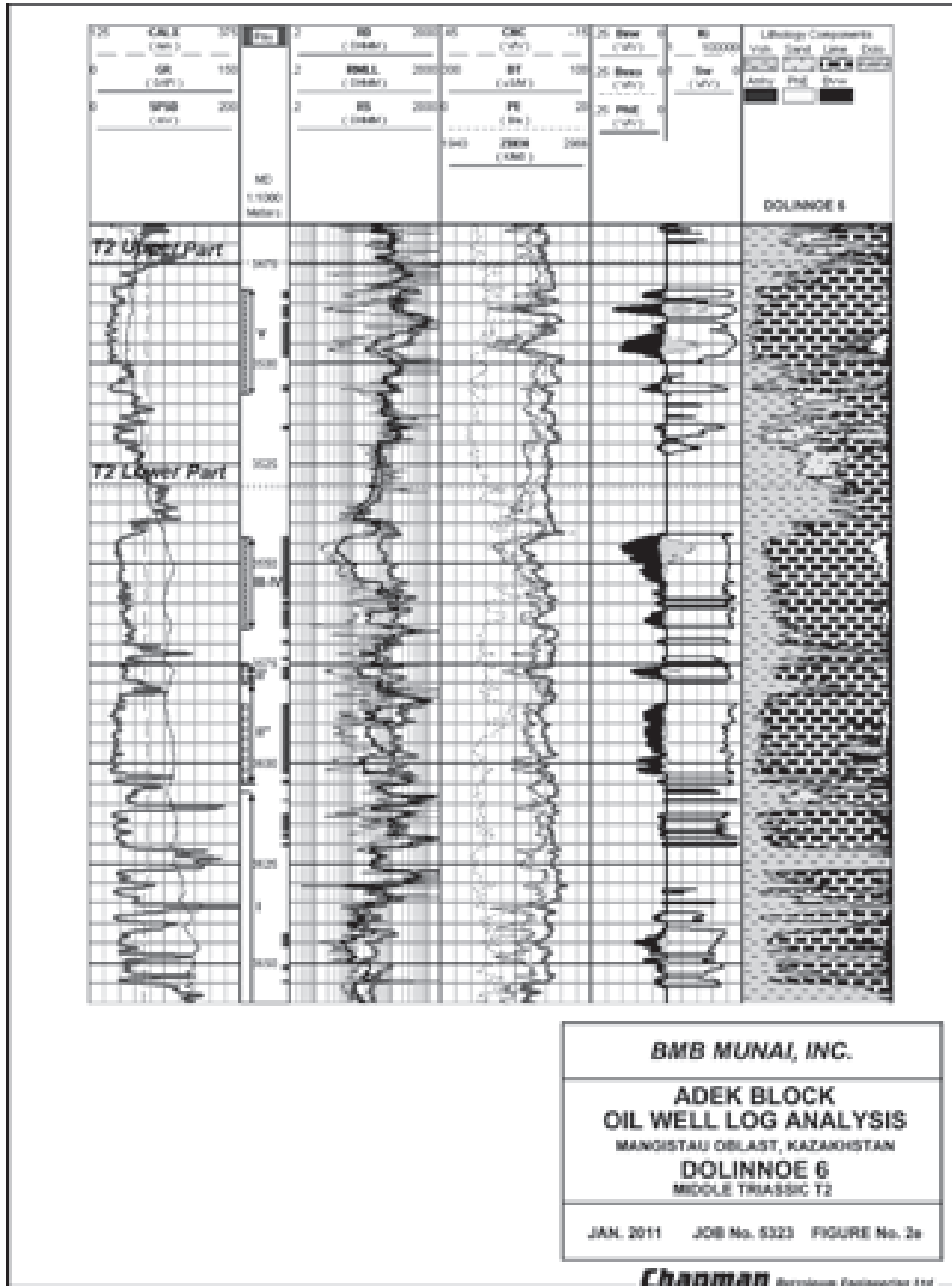












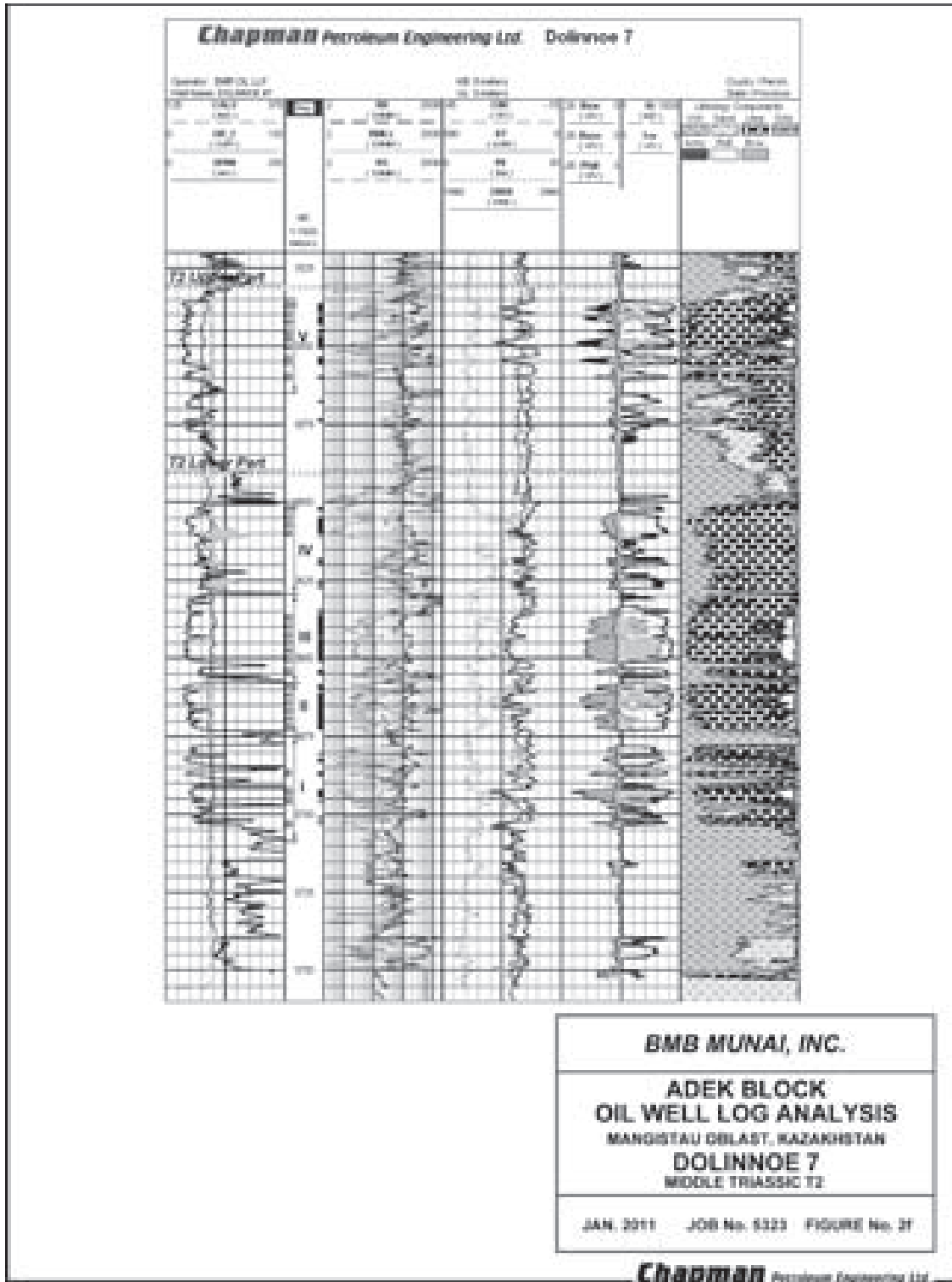


表2

儲量總額摘要
二零一一年一月一日

BMB Munai, Inc.

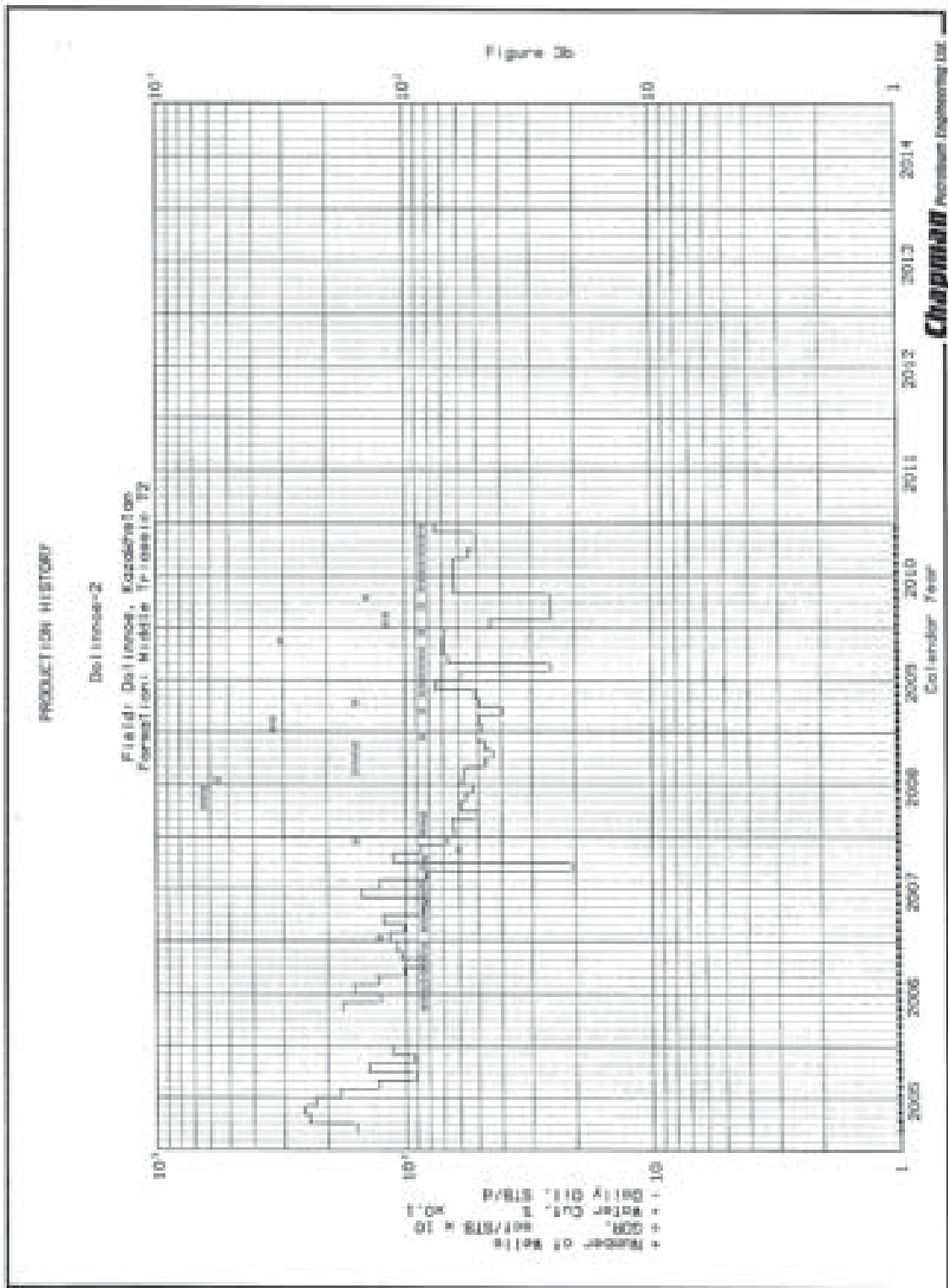
哈薩克斯坦共和國Dolinnoe油田

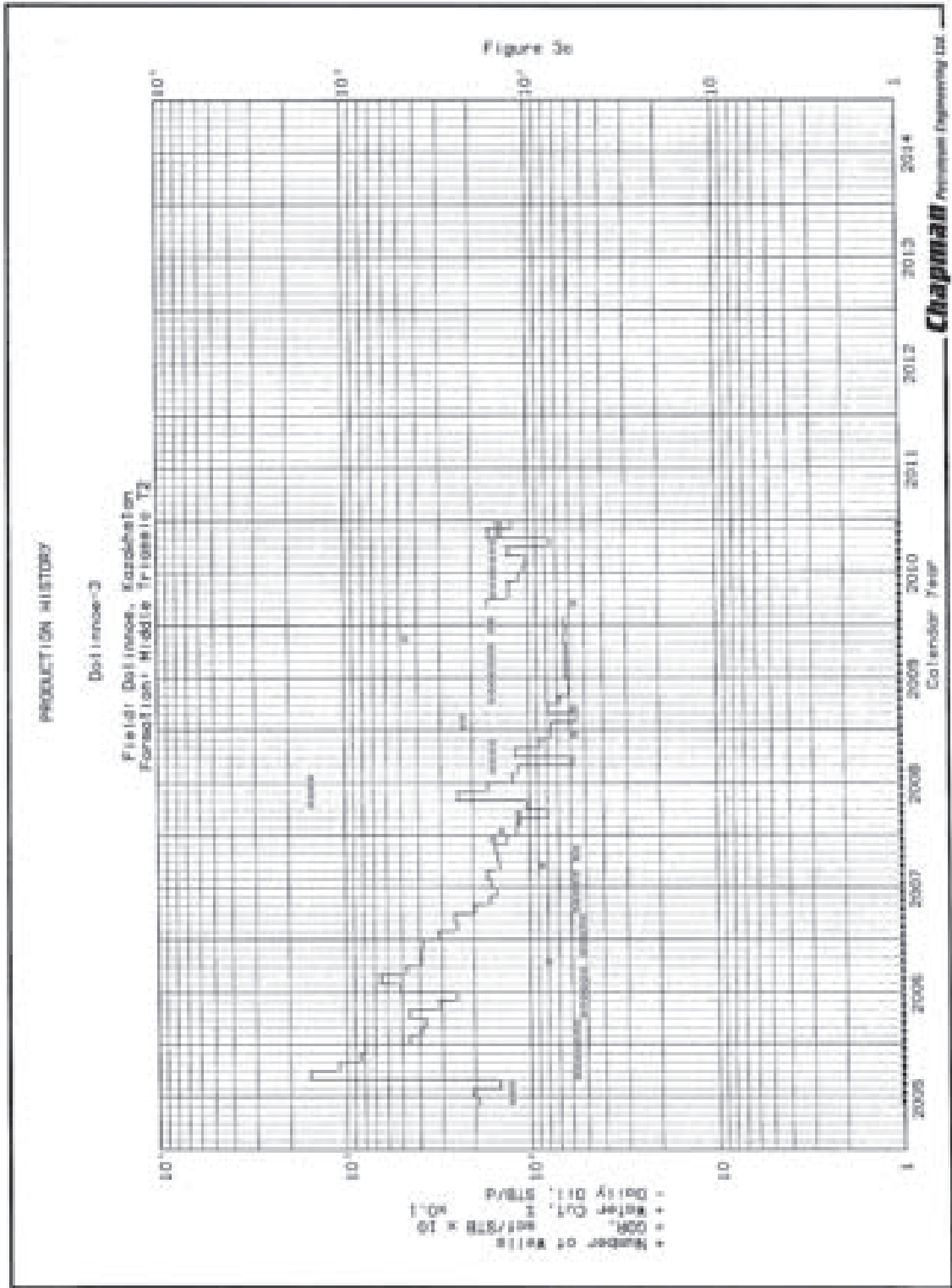
說明	現時或初期 產量 標準桶／天	API 比重 (度)	最終 ROIP (千標準桶)	累積 產量 (千標準桶)	剩餘 ROIP (千標準桶)
輕質油及中質油					
探明已開發動用儲量					
Dolinnoe-1 中三疊紀T2 (第二及一層)	159	55	451	155	296
Dolinnoe-2 中三疊紀T2 (第四、三、二及一層)	75	45	1,105	149	955
Dolinnoe-3 中三疊紀T2 (第四層)	121	56	402	380	22
Dolinnoe-7 中三疊紀T2 (第四層)	82	56	470	28	442
探明已開發動用儲量總額	437		2,428	713	1,715
探明已開發未動用儲量					
Dolinnoe-1 中三疊紀T2 (第四及三層)	150	55	653	102	551
Dolinnoe-3 中三疊紀T2 (第五、三及二層)	300	56	822	50	772
Dolinnoe-6 中三疊紀T2 (第五、四、三、二'、二"及一層)	400	45	1,239	95	1,144
Dolinnoe-7 中三疊紀T2 (第五、三、二及一層)	300	56	835	74	761
探明已開發未動用儲量總額	1,150		3,548	322	3,227
探明已開發儲量總額	1,587		5,977	1,035	4,942
探明未開發儲量					
採油井位					
1、2 & 3 中三疊紀T2 (上層)	800	45	1,036	0	1,036
採油井位					
1、2 & 3 中三疊紀T2 (下層)	800	45	1,535	0	1,535
探明未開發儲量總額	1,600		2,571	0	2,571
探明儲量總額	3,187		8,547	1,035	7,513

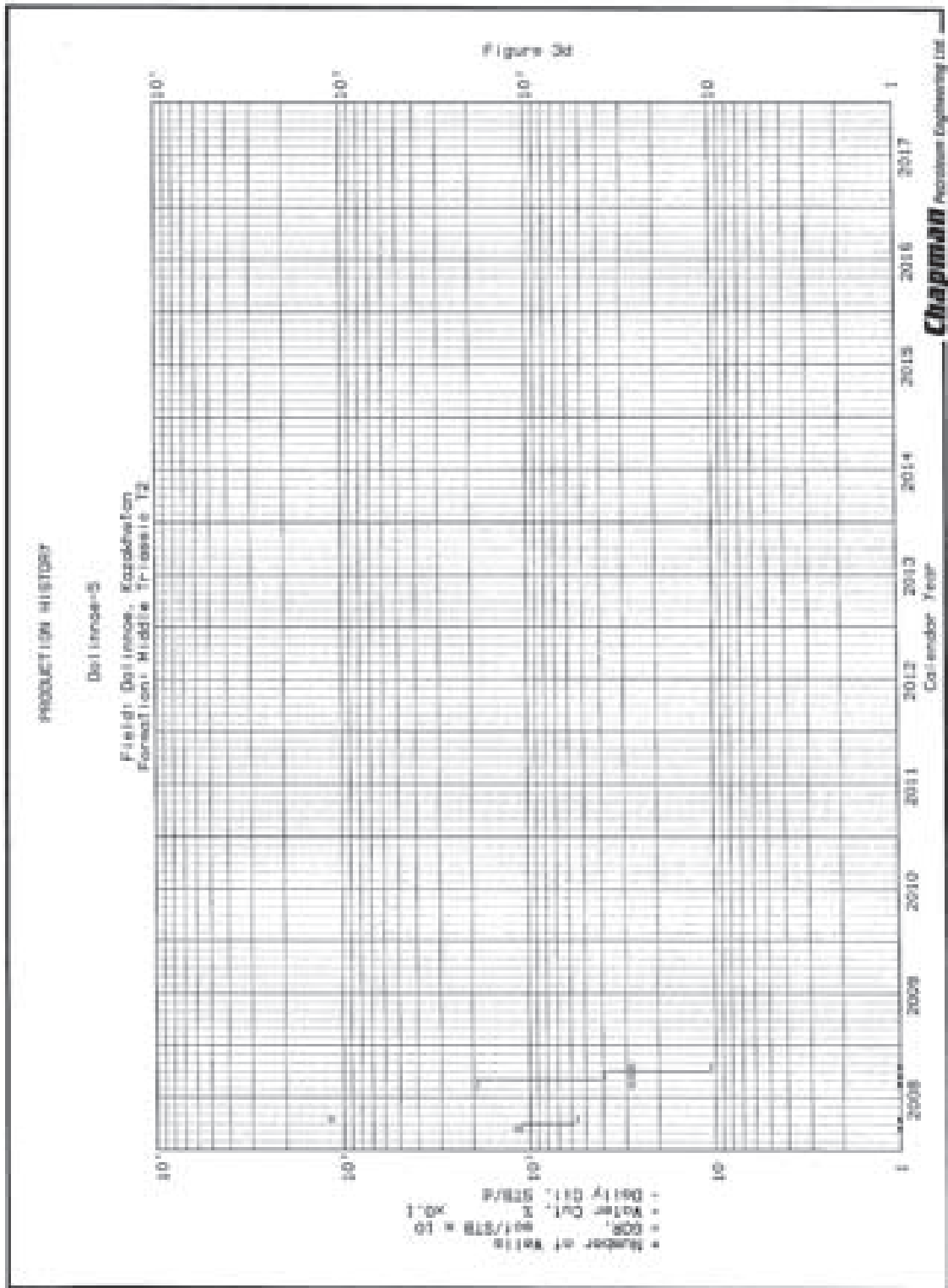
說明		現時或初期 產量 標準桶／天	API 比重 (度)	最終 ROIP (千標準桶)	累積 產量 (千標準桶)	剩餘 ROIP (千標準桶)
概算儲量						
概算已開發動用儲量						
Dolinnoe-1	中三疊紀T2 (第二及一層)	(增加) 100	55	75	0	75
Dolinnoe-2	中三疊紀T2 (第四、三、 二及一層)	(增加) 100	45	317	0	317
Dolinnoe-3	中三疊紀T2 (第四層)	(增加) 100	56	161	0	161
Dolinnoe-7	中三疊紀T2 (第四層)	(增加) 100	56	188	0	188
	概算已開發動用儲量總額	400		742	0	742
概算已開發未動用儲量						
Dolinnoe-1	中三疊紀T2 (第四及三層)	(增加) 100	55	109	0	109
Dolinnoe-3	中三疊紀T2 (第五、三及二層)	100	56	329	0	329
Dolinnoe-3	中三疊紀T2 (第一層)	100	56	32	0	32
Dolinnoe-5	中三疊紀T2 (第三及二層)	200	56	318	3	315
Dolinnoe-6	中三疊紀T2 (第五、四、三、 二、一及一層)	(增加) 200	56	206	0	206
Dolinnoe-7	中三疊紀T2 (第五、三、 二及一層)	(增加) 300	56	206	0	206
	概算已開發未動用儲量總額	1,000		1,201	3	1,198
	概算已開發儲量總額	1,400		1,943	3	1,940
概算未開發儲量						
採油井位1, 2, 3	中三疊紀T2 (上層)	(增加) 500	45	518	0	518
採油井位1, 2, 3	中三疊紀T2 (下層)	(增加) 500	45	767	0	767
6個採油井位	中三疊紀T2 (上層)	1,200	45	2,070	0	2,070
6個採油井位	中三疊紀T2 (下層)	1,200	45	3,070	0	3,070
	概算未開發儲量總額	3,400		6,425	0	6,425
	概算儲量總額	4,800		8,368	3	8,365
	探明和概算儲量總額	7,987		16,916	1,038	15,878
可能儲量						
採油井位1, 2 & 3	中三疊紀T2 (上層)	(增加) 500	45	259	0	259
採油井位1, 2 & 3	中三疊紀T2 (下層)	(增加) 500	45	384	0	384
Dolinnoe-5	中三疊紀T2 (第四層)	50	56	60	0	60
Dolinnoe-5	中三疊紀T2 (第三及二層)	(增加) 100	56	53	0	53
6個採油井位	中三疊紀T2 (上層)	1200	45	1,038	0	1,038
6個採油井位	中三疊紀T2 (下層)	1200	45	1,535	0	1,535
12個採油井位	中三疊紀T2 (上層)	2400	45	4,142	0	4,142
12個採油井位	中三疊紀T2 (下層)	2400	45	6,140	0	6,140
	可能儲量總額	8,350		13,611	0	13,611
	探明和概算和可能儲量總額	16,337		30,526	1,038	29,488

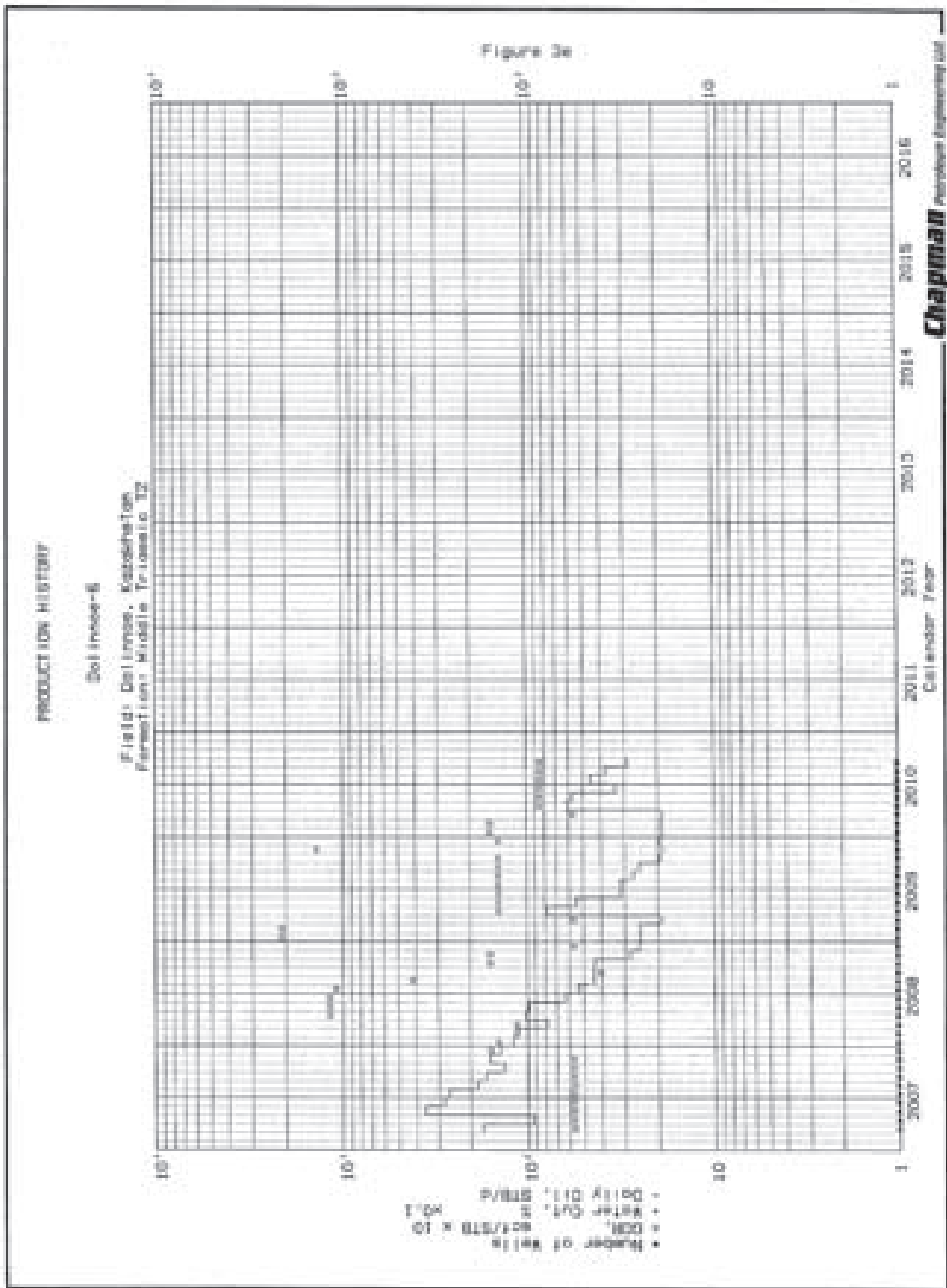
說明		現時或	最終	累積	剩餘	剩餘	參考	層序比	液化	硫磺	油氣比
		初期	RGIP	產量	RGIP	RGIP			天然氣	比率	
		產量		產量	(原)	(銷售)		%	比率	標準	標準
		千標準	(百萬標準	(百萬標準	(百萬標準	(百萬標準			桶/百萬	LT/百萬	標準
		立方英尺/	立方英尺)	立方英尺)	立方英尺)	立方英尺)			標準	標準	立方英尺/
		日							立方英尺	立方英尺	標準桶
溶解氣											
探明已開發動用儲量											
Dolinnoe-1	中三疊紀T2 (第二及一層)	241	684	236	449	417	油氣比：1,516標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,516
Dolinnoe-2	中三疊紀T2 (第四、三、二及一層)	75	1,117	151	966	898	油氣比：1,012標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,012
Dolinnoe-3	中三疊紀T2 (第四層)	158	525	497	28	26	油氣比：1,306標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,306
Dolinnoe-7	中三疊紀T2 (第四層)	124	707	42	664	618	油氣比：1,502標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,502
	探明已開發動用 儲量總額	598	3,034	926	2,108	1,960					
探明已開發未動用儲量											
Dolinnoe-1	中三疊紀T2 (第四及三層)	227	990	155	835	777	油氣比：1,516標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,516
Dolinnoe-3	中三疊紀T2 (第五、 三及二層)	392	1,073	65	1,008	937	油氣比：1,306標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,306
Dolinnoe-6	中三疊紀T2 (第五、四、 三二、二及一層)	935	2,895	222	2,673	2,486	油氣比：2,337標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	2,337
Dolinnoe-7	中三疊紀T2 (第五、三、 二及一層)	451	1,254	112	1,142	1,062	油氣比：1,502標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,502
	探明已開發 未動用儲量總額	2,005	6,212	554	5,658	5,262					
	探明已開發儲量總額	2,602	9,246	1,480	7,766	7,222					
探明未開發儲量											
採油井位1、2及3	中三疊紀T2 (上層)	1,213	1,571	0	1,571	1,461	油氣比：1,516標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,516
採油井位1、2及3	中三疊紀T2 (下層)	1,213	2,327	0	2,327	2,164	油氣比：1,516標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,516
	探明未開發儲量總額	2,426	3,898	0	3,898	3,625					
	探明儲量總額	5,028	13,143	1,480	11,663	10,847					

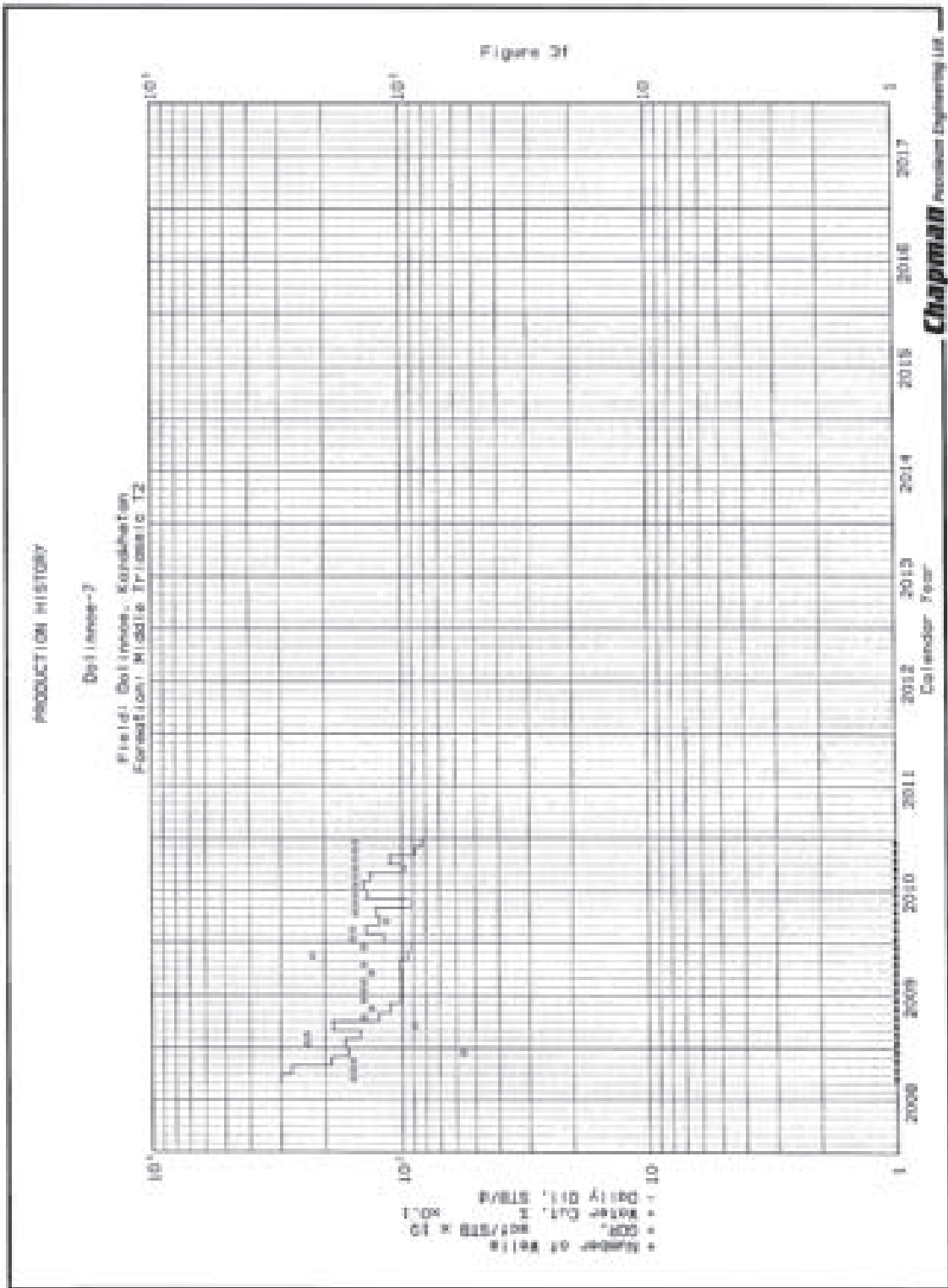
說明		現時或	最終	累積	剩餘	剩餘	參考	層序比	液化	硫磺	油氣比
		初期	RGIP	產量	RGIP	RGIP			天然氣	比率	
		產量	產量	產量	(原)	(銷售)			桶/百萬	LT/百萬	標準
		千標準	(百萬標準)	(百萬標準)	(百萬標準)	(百萬標準)			標準	標準	立方英尺/
		立方英尺/	立方英尺)	立方英尺)	立方英尺)	立方英尺)		%	立方英尺	立方英尺	標準桶
概算											
概算已開發動用儲量											
Dolinnoe-1	中三疊紀T2 (第二及一層)		114	0	114	107	油氣比: 1,516標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,516
Dolinnoe-2	中三疊紀T2 (第四、三、 二及一層)		321	0	321	298	油氣比: 1,012標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,012
Dolinnoe-3	中三疊紀T2 (第四層)		210	0	210	195	油氣比: 1,306標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,306
Dolinnoe-7	中三疊紀T2 (第四層)		287	5	283	263	油氣比: 1,502標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,502
	概算已開發動用儲量總額		932	5	928	864					
概算已開發未動用儲量											
Dolinnoe-1	中三疊紀T2 (第四及三層)		164	0	165	153	油氣比: 1,516標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,516
Dolinnoe-3	中三疊紀T2 (第五、三 及二層)		433	0	430	400	油氣比: 1,306標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,306
Dolinnoe-3	中三疊紀T2 (第一層)		46	4	42	39	油氣比: 1,306標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,306
Dolinnoe-5	中三疊紀T2 (第三及二層)		942	0	943	877	油氣比: 2,990標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	2,990
Dolinnoe-6	中三疊紀T2 (第五、四、 三、二、二”及一層)		481	0	482	449	油氣比: 2,337標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	2,337
Dolinnoe-7	中三疊紀T2 (第五、三、 二及一層)		310	0	310	289	油氣比: 1,502標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,502
	概算已開發未動用儲量總額		2,376	4	2,372	2,205					
	概算已開發儲量總額		3,309	9	3,300	3,069					
概算未開發儲量											
採油井位1, 2及3	中三疊紀T2 (上層)		785	0	785	730	油氣比: 1,516標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,516
採油井位1, 2及3	中三疊紀T2 (下層)		1,163	0	1,163	1,082	油氣比: 1,516標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,516
6個採油井位	中三疊紀T2 (上層)		3,138	0	3,138	2,919	油氣比: 1,516標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,516
6個採油井位	中三疊紀T2 (下層)		4,654	0	4,654	4,328	油氣比: 1,516標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,516
	概算未開發儲量總額		9,741	0	9,741	9,059					
	概算儲量總額		13,050	9	13,040	12,128					
	探明和概算儲量總額		26,193	1,489	24,704	22,975					
可能儲量											
採油井位1, 2及3	中三疊紀T2 (上層)		393	0	393	365	油氣比: 1,516標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,516
採油井位1, 2及3	中三疊紀T2 (下層)		582	0	582	541	油氣比: 1,516標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,516
Dolinnoe-5	中三疊紀T2 (第四層)		179	0	179	167	油氣比: 2,990標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	2,990
Dolinnoe-5	中三疊紀T2 (第三及二層)		159	0	159	148	油氣比: 2,990標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	2,990
6個採油井位	中三疊紀T2 (上層)		1,574	0	1,574	1,464	油氣比: 1,516標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,516
6個採油井位	中三疊紀T2 (下層t)		2,327	0	2,327	2,164	油氣比: 1,516標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,516
12個採油井位	中三疊紀T2 (上層)		6,279	0	6,279	5,840	油氣比: 1,516標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,516
12個採油井位	中三疊紀T2 (下層)		9,308	0	9,308	8,657	油氣比: 1,516標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	1,516
	可能儲量總額		20,801	0	20,801	19,344					
	探明和概算和 可能儲量總額		46,994	1,489	45,505	42,319					











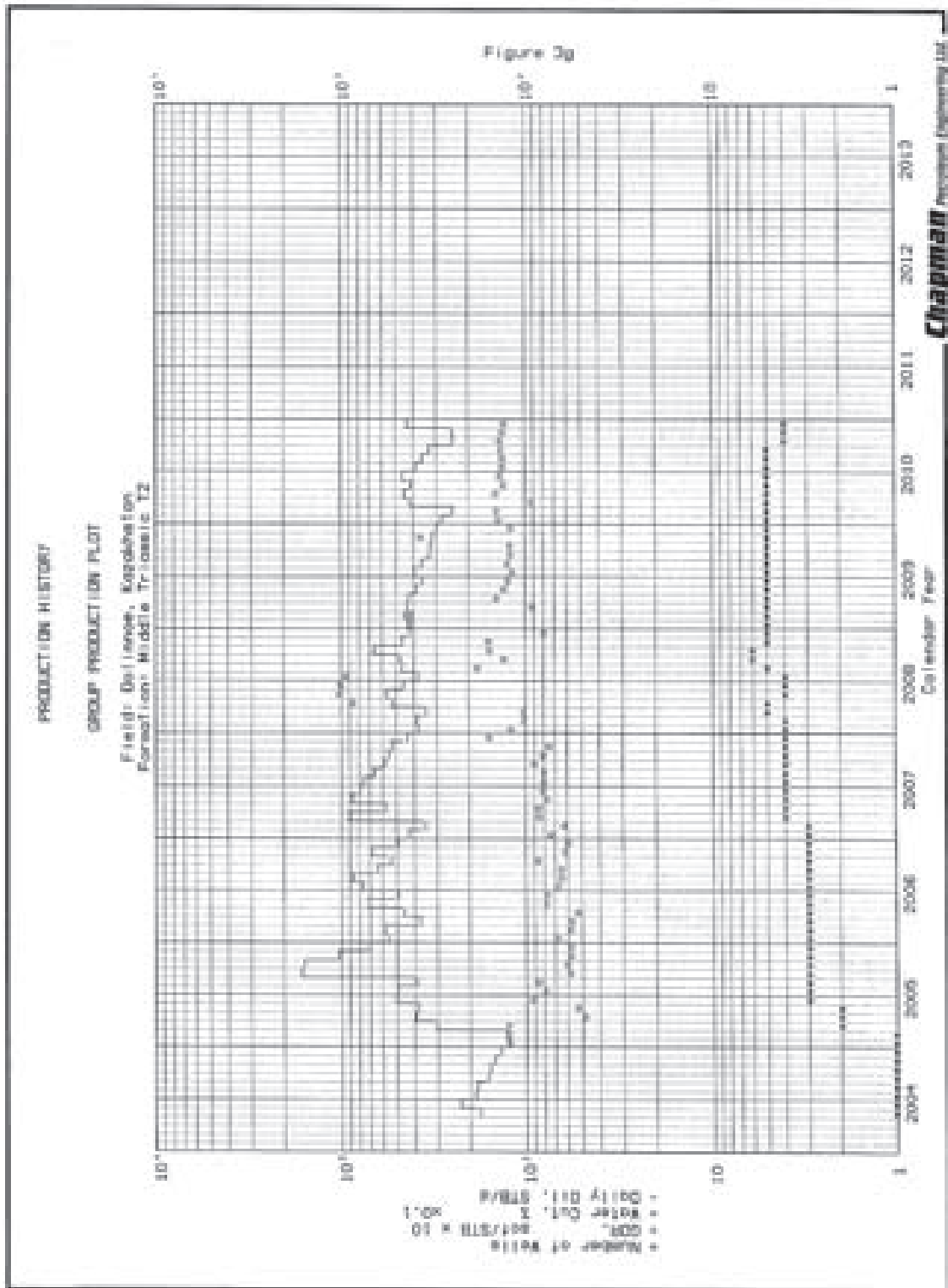


表3a

預期資本開支發展摘要
二零一一年一月一日

BMB Munai, Inc.

哈薩克斯坦共和國Dolinnoe油田

說明	日期	作業	資本權益 %	總資本 千美元	淨資本 千美元
探明					
探明已開發動用儲量					
Dolinnoe-1	2011	產油層增產處理	100.0000	300	300
Dolinnoe-2	2011	產油層增產處理	100.0000	300	300
Dolinnoe-3	2011	產油層增產處理	100.0000	150	150
Dolinnoe-7	2011	產油層增產處理	100.0000	150	150
探明已開發動用儲量總額				900	900
探明已開發未動用儲量					
Dolinnoe-1	2011	完井、連接及投產額外層段	100.0000	300	300
Dolinnoe-3	2011	完井、連接及投產額外層段	100.0000	600	600
Dolinnoe-6	2011	重新完井、連接及投產	100.0000	800	800
Dolinnoe-7	2011	完井、連接及投產額外層段	100.0000	600	600
探明已開發未動用儲量總額				2,300	2,300
探明已開發儲量總額				3,200	3,200
探明未開發儲量					
3個採油井位	2013	鑽井、完井、連接及投產	100.0000	25,500	25,500
探明未開發儲量總額				25,500	25,500
探明儲量總額				28,700	28,700

說明	日期	作業	資本權益 %	總資本 千美元	淨資本 千美元
概算儲量					
概算已開發儲量					
Dolinnoe-1	2012	完井、連接及投產額外層段	100.0000	800	800
Dolinnoe-2	2012	完井、連接及投產額外層段	100.0000	600	600
Dolinnoe-3	2012	完井、連接及投產額外層段	100.0000	1,400	1,400
Dolinnoe-6	2012	完井、連接及投產額外層段	100.0000	400	400
Dolinnoe-7	2012	完井、連接及投產額外層段	100.0000	1,000	1,000
Dolinnoe-5	2014	完井、連接及投產額外層段	100.0000	1,000	1,000
概算已開發儲量總額				5,200	5,200
概算未開發儲量					
集氣設施	2012	興建及聯繫集氣設施	100.0000	7,500	7,500
3個採油井位	2013	完井及與額外層段匹配	100.0000	1,500	1,500
6個採油井位	2015-2016	鑽井、完井及連接	100.0000	51,000	51,000
概算未開發儲量總額				60,000	60,000
概算儲量總額				65,200	65,200
探明和概算儲量總額				93,900	93,900
可能儲量					
3個採油井位	2013	完井及與額外層段匹配	100.0000	1,500	1,500
Dolinnoe-5	2014	完井及與額外層段匹配	100.0000	800	800
6個採油井位	2015-2016	完井及與額外層段匹配	100.0000	3,000	3,000
12個採油井位	2017-2020	鑽井、完井及連接	100.0000	102,000	102,000
可能儲量總額				107,300	107,300
探明和概算和 可能儲量總額				201,200	201,200

附註：上述資本值以現時美元表示，並無調高。

表3b

預期資本開支摘要
棄置和恢復
二零一一年一月一日

BMB Munai, Inc.

哈薩克斯坦共和國Dolinnoe油田

說明	年份	油井參數	資本權益 %	總資本 千美元	淨資本 千美元
輕質油及中質油					
Dolinnoe-1		多層產油井	100.0000	50	50
Dolinnoe-2		多層產油井	100.0000	50	50
Dolinnoe-3		多層產油井	100.0000	50	50
Dolinnoe-5		多層產油井	100.0000	50	50
Dolinnoe-6		多層產油井	100.0000	50	50
Dolinnoe-7		多層產油井	100.0000	50	50
3個採油井位		多層產油井	100.0000	150	150
6個採油井位		多層產油井	100.0000	300	300
12個採油井位		多層產油井	100.0000	600	600
			總計	<u>1,350</u>	<u>1,350</u>

Table 4
Summary of Company Resources and Commitments
WSP Group Plc
January 1, 2021
RMB Million, US
Contracted Resources

Contracted Group & Other

Description	2020						2019					
	Q1 2020		Q2 2020		Q3 2020		Q1 2019		Q2 2019		Q3 2019	
	Contracted	Available	Contracted	Available	Contracted	Available	Contracted	Available	Contracted	Available	Contracted	Available
Direct Contracted Resources												
Contract 1 - WSP Group (Regions A & B)	188	281	217	217	0	0	18,911	11,287	18,911	8,748	18,911	
Contract 2 - WSP Group (East Europe)	188	281	217	217	0	0	18,911	11,287	18,911	18,911	18,911	
Contract 3 - WSP Group (Region 10)	23	23	23	23	0	0	761	761	761	761	761	
Contract 4 - WSP Group (Region 15)	188	281	217	217	0	0	18,911	11,287	18,911	18,911	18,911	
Total Direct Contracted Resources	4,877	4,774	4,844	4,844	0	0	68,505	52,622	68,505	67,330	68,505	
Direct Contracted Resources												
Contract 1 - WSP Group (Regions A & B)	221	221	221	221	0	0	18,911	18,911	18,911	18,911	18,911	
Contract 2 - WSP Group (Regions A & B)	772	772	772	772	0	0	18,911	18,911	18,911	18,911	18,911	
Contract 3 - WSP Group (East Europe)	1,144	1,144	1,144	1,144	0	0	18,911	18,911	18,911	18,911	18,911	
Contract 4 - WSP Group (Regions A & B)	260	260	260	260	0	0	18,911	18,911	18,911	18,911	18,911	
Total Direct Contracted Resources	3,357	3,357	3,357	3,357	0	0	75,645	75,645	75,645	75,645	75,645	
Total Contracted Resources	8,234	8,131	8,201	8,201	0	0	144,150	128,267	144,150	142,975	144,150	
Direct Commitments												
Total Contracted Resources (WSP Group)	3,357	3,357	3,357	3,357	0	0	82,756	82,756	82,756	82,756	82,756	
Total Contracted Resources	3,357	3,357	3,357	3,357	0	0	82,756	82,756	82,756	82,756	82,756	
Indirect												
Available Contracted Resources												
Contract 1 - WSP Group (Regions A & B)	161	75	75	127	127	0	0	1,261	1,261	1,261	1,261	
Contract 2 - WSP Group (East Europe)	161	217	217	217	217	0	0	14,110	14,110	14,110	14,110	
Contract 3 - WSP Group (Region 10)	161	161	161	161	161	0	0	4,871	4,871	4,871	4,871	
Contract 4 - WSP Group (Region 15)	161	161	161	161	161	0	0	1,710	1,710	1,710	1,710	
Total Available Contracted Resources	484	614	514	666	666	0	0	22,552	22,952	22,952	22,952	
Available Contracted Resources												
Contract 1 - WSP Group (Regions A & B)	161	161	161	161	161	0	0	1,261	1,261	1,261	1,261	
Contract 2 - WSP Group (Region 10)	161	161	161	161	161	0	0	14,110	14,110	14,110	14,110	
Contract 3 - WSP Group (Region 15)	161	161	161	161	161	0	0	4,871	4,871	4,871	4,871	
Contract 4 - WSP Group (Region 15)	161	161	161	161	161	0	0	1,710	1,710	1,710	1,710	
Total Available Contracted Resources	644	644	644	644	644	0	0	22,952	22,952	22,952	22,952	
Total Available Contracted Resources	644	644	644	644	644	0	22,952	22,952	22,952	22,952	22,952	
Available Commitments												
Total Contracted Resources (WSP Group)	161	161	161	161	161	0	0	14,110	14,110	14,110	14,110	
Total Contracted Resources (WSP Group)	161	161	161	161	161	0	0	14,110	14,110	14,110	14,110	
Total Contracted Resources (WSP Group)	161	161	161	161	161	0	0	14,110	14,110	14,110	14,110	
Total Available Contracted Resources	161	161	161	161	161	0	14,110	14,110	14,110	14,110	14,110	
Total Available Contracted Resources	161	161	161	161	161	0	14,110	14,110	14,110	14,110	14,110	
Indirect												
Contract 1 - WSP Group (Regions A & B)	111	111	111	111	0	0						
Total Contracted Resources (WSP Group)	111	111	111	111	0	0						
Total Contracted Resources (WSP Group)	111	111	111	111	0	0						
Total Contracted Resources (WSP Group)	111	111	111	111	0	0	0	0	0	0	0	
Total Contracted Resources (WSP Group)	111	111	111	111	0	0	0	0	0	0	0	
Total Contracted Resources (WSP Group)	111	111	111	111	0	0	0	0	0	0	0	

We accept no responsibility for errors.

These resources are the total of the Company's existing and fully booked resources less the amount of resources committed to others.

Our resources are the total of the Company's existing and fully booked resources less other resources committed to others, including the amount committed to third-party resource supply.

Contracted resources are the total of the Company's existing and fully booked resources less other resources committed to others, including the amount committed to third-party resource supply.

Chapman Perrett & Co. Chartered Accountants

Table 10

PROPOSED 2015 FINANCIAL STATEMENTS
UNAUDITED (RMB THOUSANDS)

PROPOSED 2015 FINANCIAL STATEMENTS
UNAUDITED (RMB THOUSANDS)

Item	2015			2014			2013			2012		
	Balance Sheet	Income Statement	Statement of Cash Flows	Balance Sheet	Income Statement	Statement of Cash Flows	Balance Sheet	Income Statement	Statement of Cash Flows	Balance Sheet	Income Statement	Statement of Cash Flows
Assets												
Current assets												
Cash and bank balances	1,234,567	1,234,567	1,234,567	1,123,456	1,123,456	1,123,456	1,012,345	1,012,345	1,012,345	901,234	901,234	901,234
Accounts receivable	234,567	234,567	234,567	223,456	223,456	223,456	212,345	212,345	212,345	201,234	201,234	201,234
Prepaid expenses	123,456	123,456	123,456	112,345	112,345	112,345	101,234	101,234	101,234	90,123	90,123	90,123
Other current assets	345,678	345,678	345,678	334,567	334,567	334,567	323,456	323,456	323,456	312,345	312,345	312,345
Non-current assets												
Property, plant and equipment	567,890	567,890	567,890	556,789	556,789	556,789	545,678	545,678	545,678	534,567	534,567	534,567
Intangible assets	890,123	890,123	890,123	889,012	889,012	889,012	878,901	878,901	878,901	867,890	867,890	867,890
Other non-current assets	123,456	123,456	123,456	112,345	112,345	112,345	101,234	101,234	101,234	90,123	90,123	90,123
Liabilities												
Current liabilities												
Accounts payable	123,456	123,456	123,456	112,345	112,345	112,345	101,234	101,234	101,234	90,123	90,123	90,123
Other current liabilities	234,567	234,567	234,567	223,456	223,456	223,456	212,345	212,345	212,345	201,234	201,234	201,234
Non-current liabilities												
Other non-current liabilities	345,678	345,678	345,678	334,567	334,567	334,567	323,456	323,456	323,456	312,345	312,345	312,345
Equity												
Share capital	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000
Reserves	234,567	234,567	234,567	223,456	223,456	223,456	212,345	212,345	212,345	201,234	201,234	201,234

Chapman Petroleum Engineering Ltd

哈薩克斯坦共和國
ADEK 區塊（合約地區）
EMIR 油田

索引

討論

所有權
地質
岩石物理數據和分析
儲量
生產
產品價格
資本開支
經營成本
經濟狀況

附件

表1： 土地、權益及礦區使用費附表

圖1： 早中三疊紀架構

圖2： 測井記錄分析呈列數據

a) Emir-1

b) Emir-2

c) Emir-6

表2： 儲量總額摘要

圖3： 生產歷史圖

a) Emir-1，中三疊紀T2

b) Emir-2，上三疊紀T3及中三疊紀T2

c) Emir-6，中三疊紀T2

d) 群組產量圖件圖，上三疊紀T3及中三疊紀T2

表3： 預期資本開支摘要

- c) 開發
- d) 棄置和恢復

表4： 貴公司儲量及經濟數據摘要

綜合現金流量

- a) Emir-2，上三疊紀T3 (IV油層) – 探明已開發未動用儲量
- b) 探明和概算儲量總額
- c) 探明和概算和可能儲量總額

哈薩克斯坦共和國
ADEK 區塊（合約地區）
EMIR 油田

討論

所有權

貴公司擁有被稱作ADEK區塊的「許可證」及「勘探合同」的100%開採權益，ADEK區塊位於哈薩克斯坦境內的Mangistau Oblast，距離哈薩克斯坦共和國（哈薩克斯坦共和國）阿克套約50公里。

許可證最初於一九九九年授出，而勘探合同則由前身公司於二零零零年六月九日訂立。許可證及合同面積均於二零零二年九月二十三日指派給 貴公司。

許可證及勘探合同授予權力，以在相關地區進行勘探及開發活動。勘探合同的年期最初為五年，但其已獲延長，目前的到期日期為二零一三年一月九日。

延長條款要求最低資本開支為：二零零四年7,000,000美元、二零零五年9,300,000美元、二零零六年5,000,000美元、二零零九年七月九日至二零零九年十二月三十一日6,790,000美元及二零一零年12,690,000美元，所有上述要求均已滿足或甚至超過。此外，最低工作計劃要求二零一一年27,240,000美元及二零一二年14,840,000美元。

一旦ADEK區塊確定進行商業化生產， 貴公司可申請一份「勘探和生產合同」，合同條款將通過磋商確定。 貴公司有權於現有勘探合同期限內，根據《石油法》按表1所列的礦區使用費率生產及銷售石油。如果 貴公司可顯示商業發現的證據、已履行其最低工作承諾及提交MEMR可予接受的開發計劃，相信沒有理由不會授出勘探和生產合同。

根據勘探和生產合同，礦區使用費率乃根據磋商確定，並且視乎儲量和生產率而有所不同。據估計，由於預期儲量及生產率，該地區的礦區使用費（礦產開採稅）率將不會超過9.9%。

哈薩克斯坦一般有兩種形式的生產合同，產品分成合同以及基於稅收和礦區使用費的合同。我們已使用上述基於礦區使用費的合同。

Emir油田是在ADEK區塊發現的四個已知油田之一。 貴公司已再入油井Emir-1

的開採權，該油井曾投產但目前停產，等待修井及增產。油井Emir-2的一個油層已鑽探、測試完畢及曾在該油層投產，產量為50標準桶／天，目前停產。油井Emir-6於二零零七年八月投產，產量為30標準桶／天，目前停產。貴公司已計劃修井及增加全部三個油井的產量。

圖1載有油田的地圖（顯示油井的位置和油藏構造），表1載列所有權的簡要說明。

地質

ADEK區塊位於Mangistau Ustyrt Central High邊緣地區，該地區擁有多個在產油田。主要產油層為中三疊紀碳酸岩。

Aksaz油藏構造位於Beke-Bashkudsky高地與Karagiin凹谷過渡到Zhetbay-Uzen構造的銜接區。油藏構造的北面與區域斷層（解釋為逆斷層）在同一線上。

中三疊紀的生產資源包括上部的石灰岩及下部的白雲岩。就本報告而言，我們已提到上三疊紀與下三疊紀的該等層段。

ADE區塊由多幅二維地震圖和三維勘測圖覆蓋。早中三疊紀架構的代表是反射層V2^{IV}，該反射層載於圖1。

侏羅紀是按順序夾雜有一些碳酸岩的碎屑砂頁岩，在整個儲油區位於三疊紀上面約950米處。如我們的測井記錄分析所示，侏羅紀是油氣遠景的次要開採機會。潛在資源已獲確定，但本報告尚未賦予或估算任何儲量。

岩石物理數據和分析

俄羅斯地理信息系統測井記錄了淺層測井，貝克阿特拉斯測井記錄了碳酸岩以上的測井。

Chapman數字測井記錄分析乃使用日立數據系統軟件在碳酸岩油藏以上進行分析得出。

伽馬射線被用於經修訂西門圖水飽和度方程的頁岩指標，選擇的碳酸岩濃度為a、m及n。

含水飽和度界限值為40%，泥質含量為30%。

如說明性測井記錄所示，碳酸岩的有效厚度已經確定。

儲量

油井Emir-2上三疊紀IV油層的已估算探明已開發未動用石油儲量為24千標準桶，有關儲量乃根據數字測井記錄分析及油井生產數據確定的油藏參數計算得出，獲賦予的採收率為20%及供油面積為80畝。該等假設以油井動態為依據。

與探明儲量位於同一層段的油井Emir-2已估算的增加可能已開發儲量為270千標準桶，有關儲量乃根據20-30%的採收率計算得出。

油井Emir-1、2及6的三疊紀油層已估算的額外概算已開發石油儲量為4,802千標準桶，有關儲量乃根據數字測井記錄分析確定的油藏參數計算得出，並假設供油面積為80畝及採收率為20%。

涵蓋200呎產油層的上三疊紀層段已經產生，然而，該層段於鑽井作業過程中已被毀壞，目前沒有進行生產。目前正計劃進行補井工作。

已使用流體性質相關參數以確定油層體積參數及溶解氣油比，有關參數及比率乃根據已知石油密度、油藏壓力和溫度以及油井早期的生產性能得出。

該油井有多個油氣層，其中僅僅是目前在產的層段已進行有效生產測試。

油井Emir-2上三疊紀IV油層已獲賦予的探明已開發停產可售天然氣儲量為3百萬標準立方英尺，有關儲量乃根據130標準立方英尺／標準桶的油氣比計算得出。

三個現有油井已獲賦予的概算已開發停產可售天然氣儲量為887百萬標準立方英尺，有關儲量乃根據各油井的油氣比計算得出。

有關層段已估算的概算未開發石油儲量為10,192千標準桶及可售溶解氣儲量為1,422百萬標準立方英尺，該層段已於油井Emir-1及Emir-6進行生產，並亦正在油井Emir-2以及鄰近Emir-1、Emir-2及Emir-6的十二個採油井位生產。

如圖1所示，根據三維地圖，將於油井Emir-1、Emir-2及Emir-6遇到的相同斷塊上鑽得的十六個額外採油井位已估算的額外概算未開發儲量為16,066千標準桶及可售溶解氣儲量為2,241百萬標準立方英尺。該等儲量乃根據有關現有油井的已完成分析層段的相同層段及油藏參數計算得出，適用於尚未賦予其他概算供油面積的儲油結構的面積。我們已接受負責圖1所示的三維地震解釋的地質及地球物理顧問提交的油藏面積。

整個油田已獲賦予的增加可能儲量為9,893千標準桶及可售溶解氣儲量為1,473百萬標準立方英尺，反映現有油井的採收率由20%增至30%，而未來採油井位由30個增至35個。

如上文所述，本報告賦予的儲量由於油井Emir-1、Emir-2及Emir-6遇到斷塊，而受限制。額外潛在資源可能存在於周邊尚未鑽探的斷塊（圖1）。該等儲量並未計入本報告內。

此外，根據測井記錄分析，侏羅紀已顯示存在巨大可能儲量潛力，本報告尚未對該等儲量進行評估，但將會與其他油井一道測試。目前並無足夠的數據精確量化儲量，然而，油井Emir-1測井記錄分析驗證了上述油氣遠景。

此處所述的儲量概要載於表2。

生產

油井Emir-1曾於二零零四年投產，平均產量為100標準桶／天，自45米多孔層段處起的井口回壓超過500 psi。於該油井鑽井及測試階段，油井因未知化學物質引起的重泥漿導致近井口處的地層遭到破壞而被壓井。該油井最終變得無法開採，可能是因為遭到破壞及停產等待補救行動。在壓井之前，其石油和泥漿的產量為2,377標準桶／天（378立方米／天），在其遭壓井前短時間內，產品夾雜有重流體。

對於本報告而言，我們須根據截至目前為止證明的實際表現預定產量。成功增產後，產量可能會超過2,000標準桶／天，這將會使得本報告所列的價值顯得極為保守。

對於概算儲量而言，我們已假設成功修井可能會導致油井Emir-1的最初產量為450標準桶／天、Emir-2的最初產量為600標準桶／天及Emir-6的最初產量為300標準桶／天。該等油井預期將於二零一零年一月前投產。對於概算和可能儲量而言，已預測油井Emir-1的最初產量為750標準桶／天、油井Emir-2的最初產量為950標準桶／天及油井Emir-6的最初產量為400標準桶／天。

對於十二個相鄰可能未開發採油井位而言，已假設每個油井的最初產量為150標準桶／天（對於概算儲量），以及225標準桶／天（對於概算和可能儲量）。

對於十六個概算未開發擴邊採油井位而言，已假設每個油井的最初產量為150標準桶／天（對於概算儲量），以及225標準桶／天（對於概算和可能儲量）。

貴公司的油田的類比油田是Alatobe，該油田已顯示最初產量由幾百標準桶／天直至超過10,000標準桶／天。在使用現代鑽井及完井技術預測表現數據時，我們的估計產量往往有意變得保守。

各個油井的生產歷史圖及群組產量圖件圖載於圖3a至3d。

產品價格

貴公司已取得石油銷售出口許可證，使 貴公司得以出口所有產品。於勘探階段，出口須繳納「出口租賃稅」，其將直至二零一三年一月九日預期延長勘探許可證為止。於本期間，出口租賃稅乃按哈薩克斯坦共和國新稅法得出，而其價值乃呈列於附件1。出口石油獲豁免增值稅。

此項目所用的預測價格乃按利用預測布倫特原油價格得出的Chapman預測減去16.37美元／標準桶（運輸折扣）、出口稅5.20美元／標準桶、出口租賃稅（價值呈列於附件1）、國內價格26.72美元／標準桶（扣除增值稅前）、增值稅（12%）及出口／國內銷售額分配比例90%/10%（首三年）及80%/20%（其後）。

天然氣價格1.16美元／千標準立方英尺已被用作溶解氣的銷售價格及假設於整份報告內不變。

資本開支

總資本開支249,455,000美元已就此油田內的探明、概算及可能儲量的開發作出估計。

就完全開發賦予儲量所需的資本開支詳細明細呈列於表3a。

誠如表3b呈列，棄置和恢復成本總額（經扣除殘道）1,550,000美元（每個油井50,000美元）已於該等儲量被開採完後計入。

經營成本

根據 貴公司提供的油田估算，油田經營成本8,850美元／油井／月（固定）、4.15美元／標準桶及0.15美元／千標準立方英尺已用作就本項目作出估算，而我們認為此乃合理。

經濟狀況

就此評估進行的經濟分析呈列於此，其反映本資產於未支付所得稅及根據「礦區使用費及稅項合約」適用的其他稅項前的未來現金流量。

現金流量預測已根據「預測價格及成本」假設按Chapman Petroleum Engineering價格預測編製。

經濟業績摘要呈列於表4，而綜合現金流量預測乃呈列於表4a至表4c。

表1

土地、權益及礦區使用費附表

二零一一年一月一日

BMB Munai, Inc.

哈薩克斯坦共和國Emir油田

說明	擁有權利	總畝數	評估權益		礦區使用費 基本 %	超支 %
			工作 %	礦區使用費 %		
許可證AI 編號1552及 合約編號482	A	不適用	100.0000	-	1	-

附註：

1 根據哈薩克斯坦共和國新税法：

噸	年產量 千標準桶	油田礦區使用費(礦產開採稅)，%								
		2011-2012			2013			2014及之後		
		出口	本土	混合	出口	本土	混合	出口	本土	混合
最高250,000	最高1,964	5.00	2.50	4.75	6.00	3.00	5.70	7.00	3.50	6.30
最高500,000	最高3,928	7.00	3.50	6.65	8.00	4.00	7.60	9.00	4.50	8.10
最高1,000,000	最高7,856	8.00	4.00	7.60	9.00	4.50	8.55	10.00	5.00	9.00
最高2,000,000	最高15,711	9.00	4.50	8.55	10.00	5.00	9.50	11.00	5.50	9.90
最高3,000,000	最高23,567	10.00	5.00	9.50	11.00	5.50	10.45	12.00	6.00	10.80
最高4,000,000	最高31,423	11.00	5.50	10.45	12.00	6.00	11.40	13.00	6.50	11.70
最高5,000,000	最高39,278	12.00	6.00	11.40	13.00	6.50	12.35	14.00	7.00	12.60
最高7,000,000	最高54,990	13.00	6.50	12.35	14.00	7.00	13.30	15.00	7.50	13.50
最高10,000,000	最高78,557	15.00	7.50	14.25	16.00	8.00	15.20	17.00	8.50	15.30
逾10,000,000	逾78,558	18.00	9.00	17.10	19.00	9.50	18.05	20.00	10.00	18.00

2011-2013 — 生產分配比例為90/10 (90%為出口生產，10%為本土銷售)

2013之後 — 生產分配比例為80/20 (80%為出口生產，20%為本土銷售)

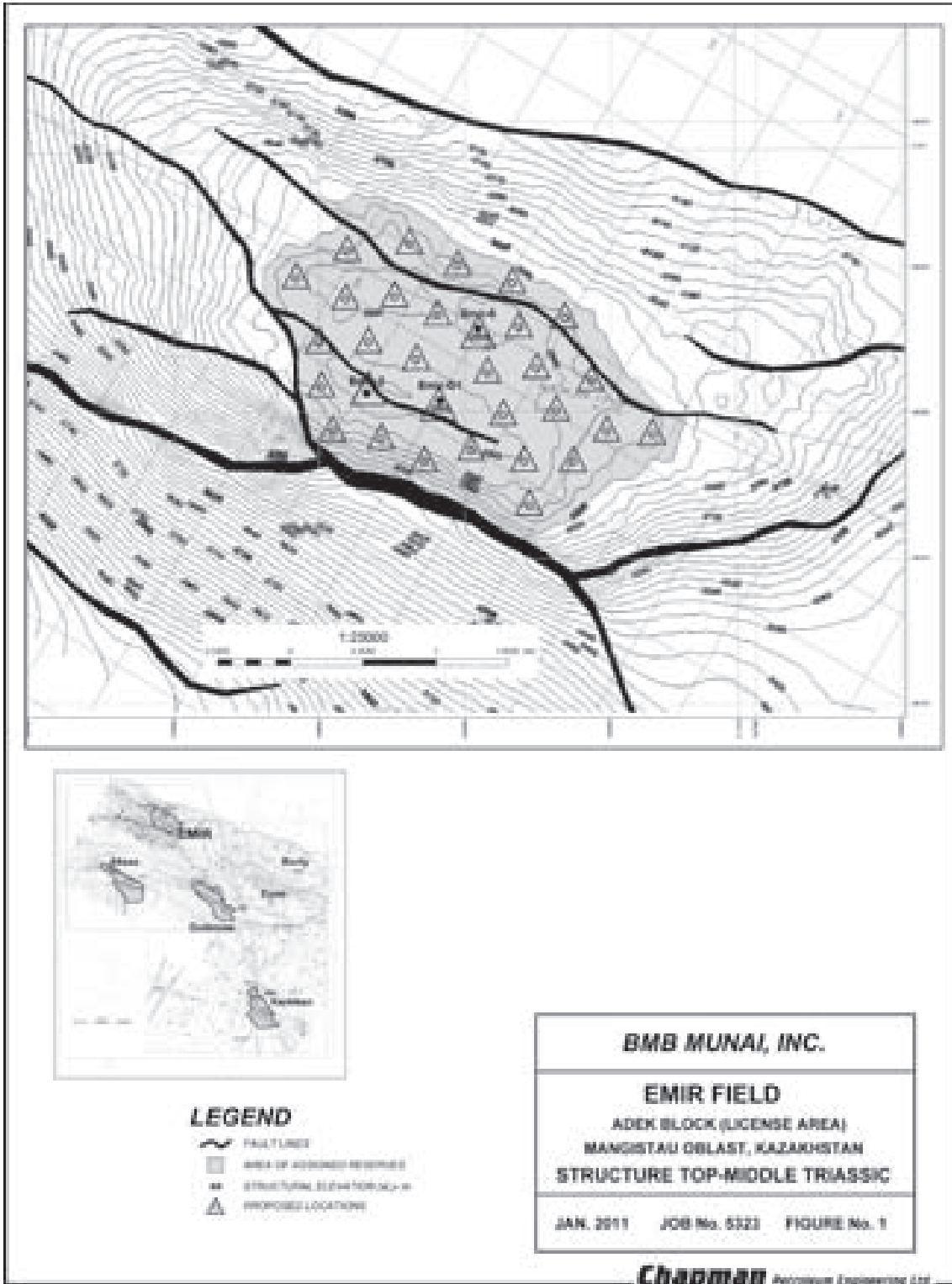
10 ⁶ 立方米	年產量 百萬標準立方英尺	氣田礦區使用費(礦產開採稅)，%	
		出口	本土
最高1000	最高35,490	10.00	0.50
最高2000	最高70,980	10.00	1.00
逾2000	逾70,980	10.00	1.50

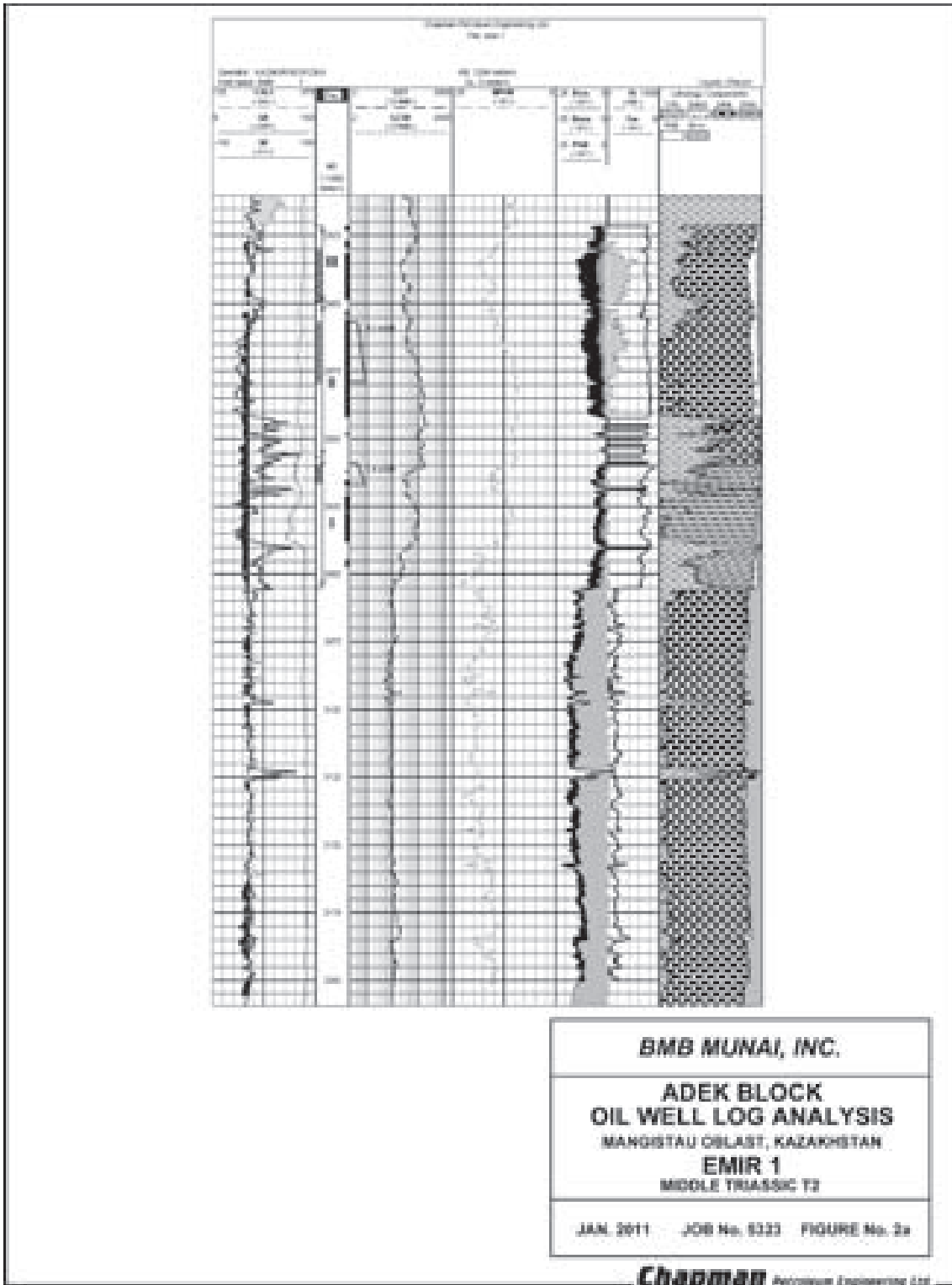
企業所得稅

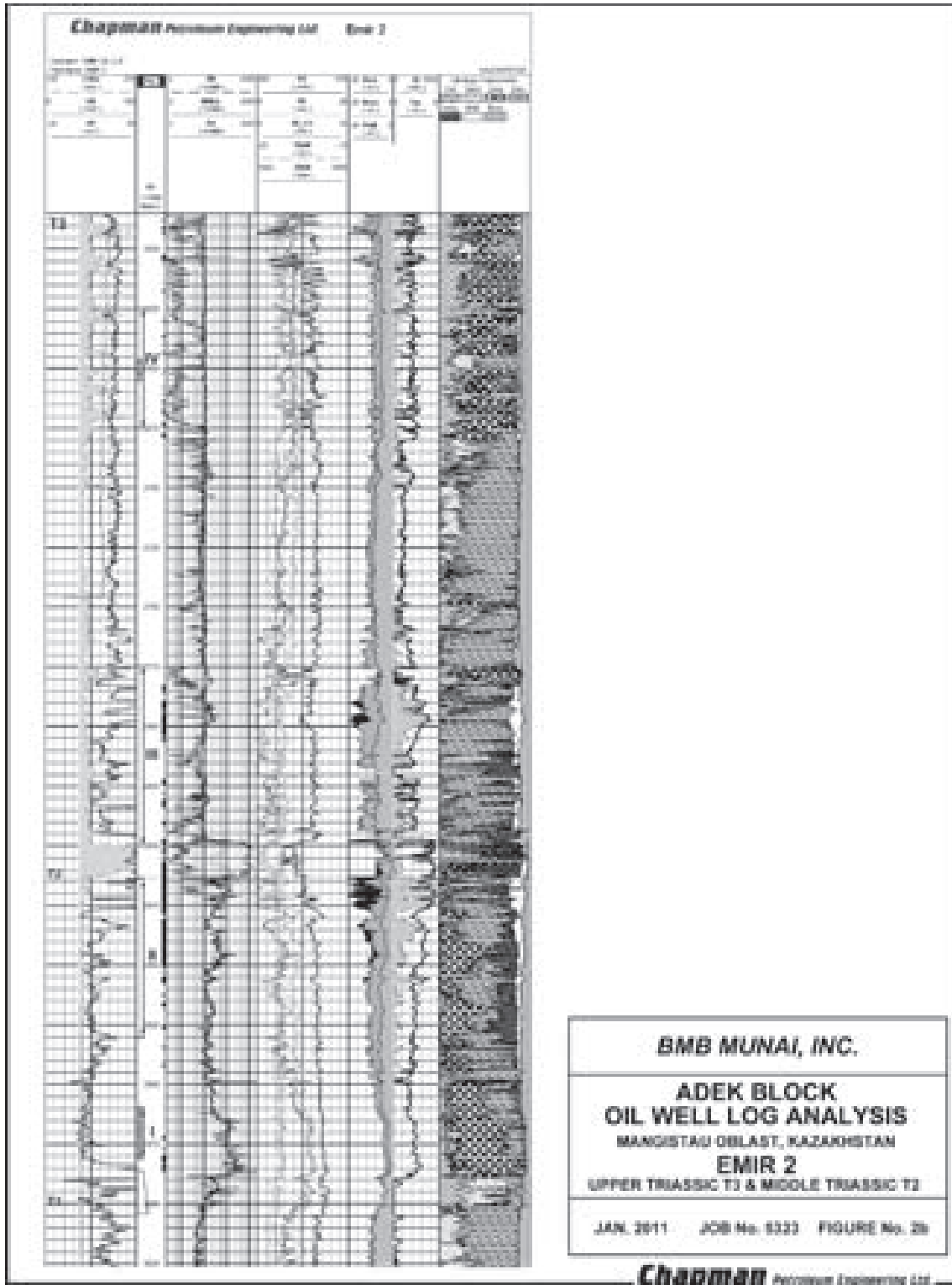
年度	稅率，%
2011-2012	20.00
2013	17.50
2014及之後	15.00

擁有權利：

A Emir 油田位於XXXVI-10-C (部分) 及XXXVI-11-A (部分) 區塊。







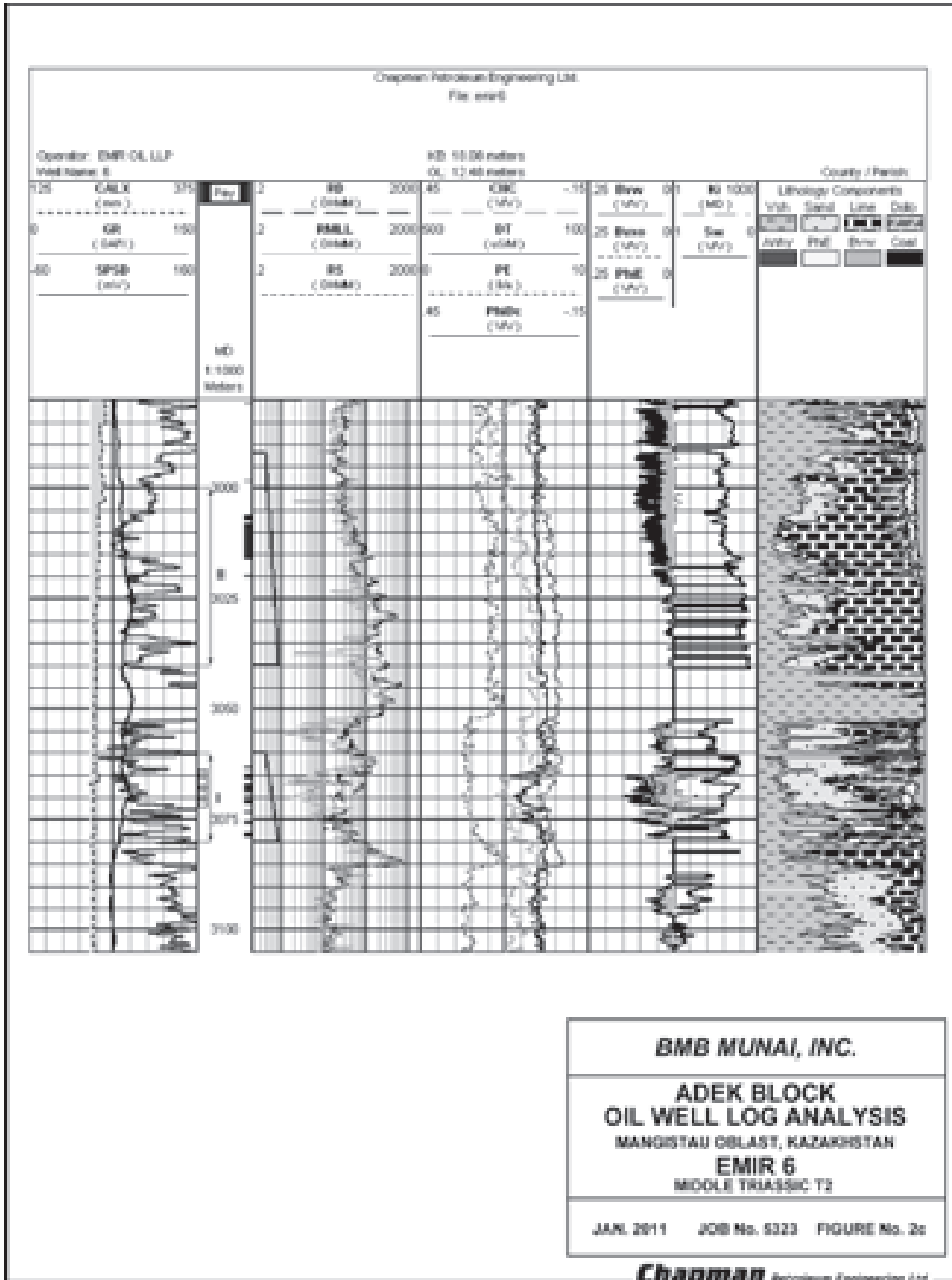


表2

儲量總額摘要
二零一一年一月一日

BMB Munai, Inc.

哈薩克斯坦共和國Emir油田

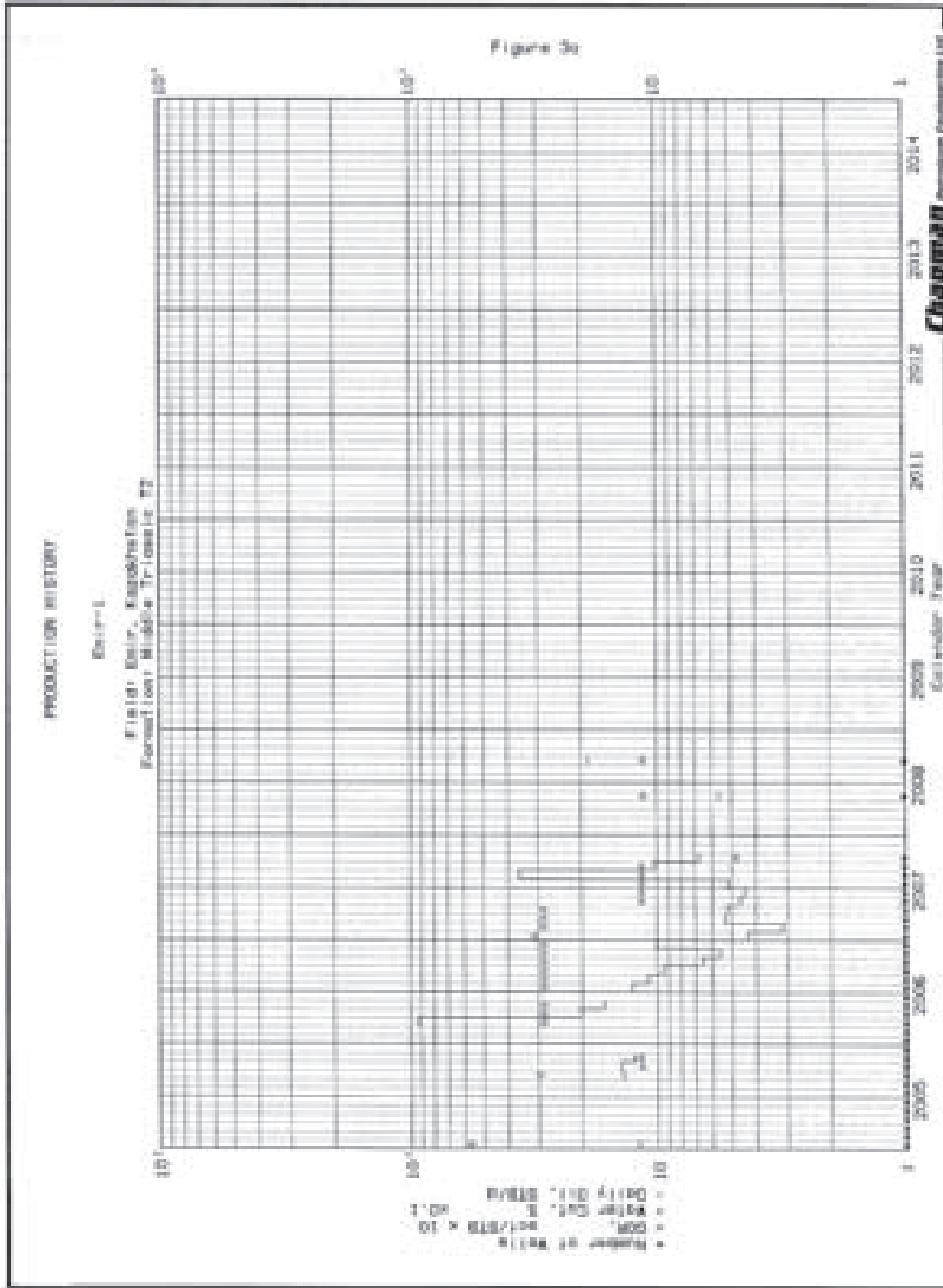
說明		現時或最初 淨產量 標準桶/天	API 比重 (度)	最終 ROIP (千標準桶)	累積 產量 (千標準桶)	剩餘 ROIP (千標準桶)
輕質油及中質油 探明已開發動用儲量						
Emir-2	上三疊紀T3 (第四層)	無	40	25	1	24
	探明已開發未動用儲量總額			25	1	24
	探明儲量總額			25	1	24
概算已開發未動用儲量						
Emir-1	中三疊紀T2 (第三、二及一層)	450	40	2,197	5	2,192
Emir-2	上三疊紀T3 (第四層) (增加)	150	40	270	1	270
Emir-2	上三疊紀T3 (第三層)	150	40	849	1	849
Emir-2	中三疊紀T2 (第二及一層)	300	40	1,364	0	1,364
Emir-6	中三疊紀T2 (第二及一層)	300	40	400	2	398
	概算已開發未動用儲量總額	1,350		5,080	8	5,072
概算未開發儲量						
12個相鄰採油井位	上三疊紀T3 & 中三疊紀T2	1,800	40	10,192	0	10,192
16個擴邊採油井位	中三疊紀T2 (第三、二及一層)	2,400	40	16,066	0	16,066
	概算未開發儲量	4,200		26,258	0	26,258
	概算儲量總額	5,550		31,338	8	31,330
	探明和概算儲量總額	5,550		31,363	9	31,354
可能儲量						
Emir-1	中三疊紀T2 (第三、二及一層) (增加)	300	40	1,098	0	1,098
Emir-2	上三疊紀T3 (第三層) (增加)	100	40	424	0	424
Emir-2	中三疊紀T2 (第二及一層) (增加)	200	40	682	0	682
Emir-6	中三疊紀T2 (第二及一層) (增加)	100	40	200	0	200
12個相鄰採油井位	上三疊紀T3 & 中三疊紀T2 (增加)	900	40	4,810	0	4,810
16個擴邊採油井位	中三疊紀T2 (第三、二及一層) (增加)	1,200	40	2,678	0	2,678
	可能儲量總額	2,800		9,893	0	9,893
	探明和概算和可能儲量總額	8,350		41,256	9	41,247

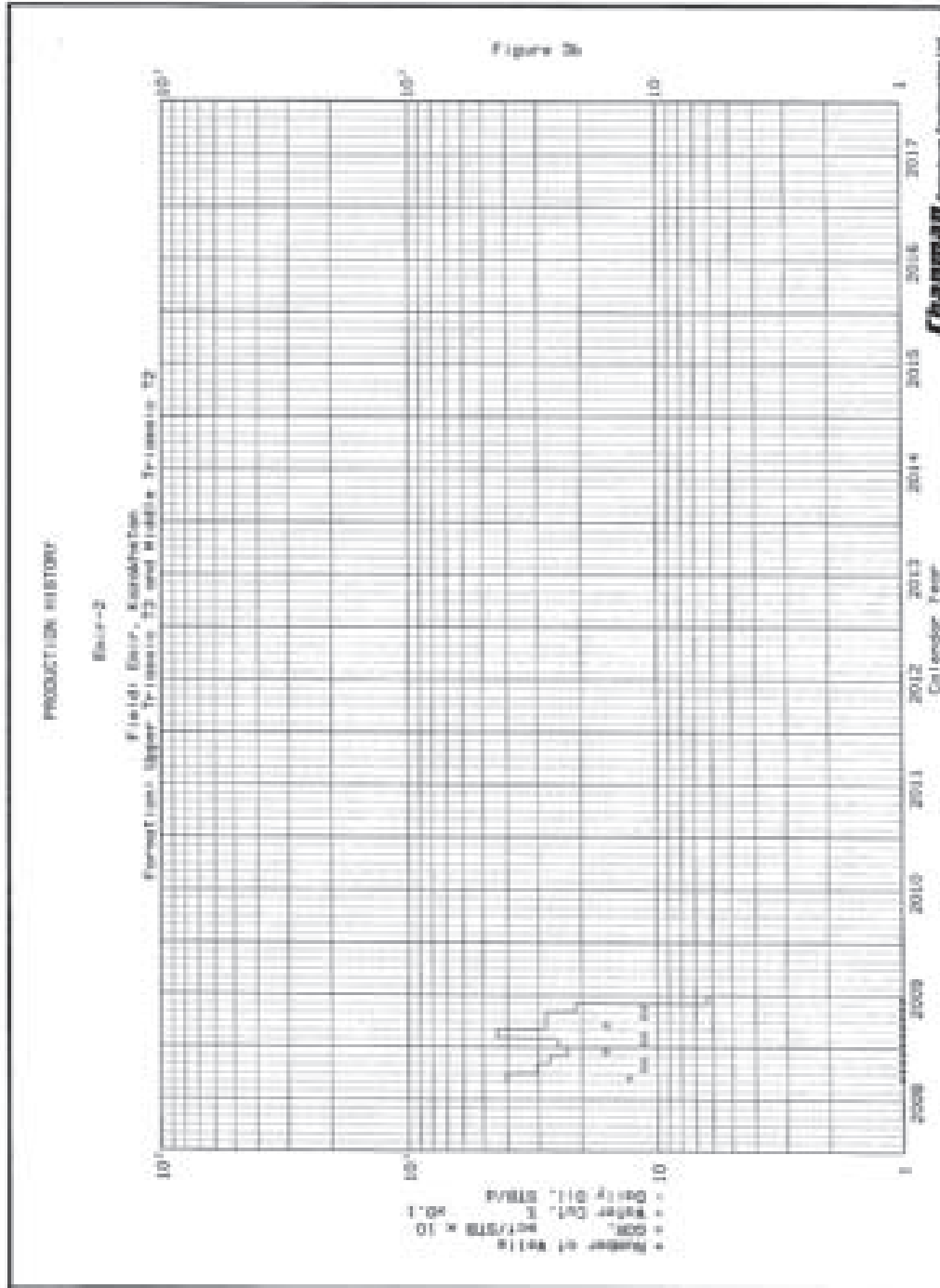
表2

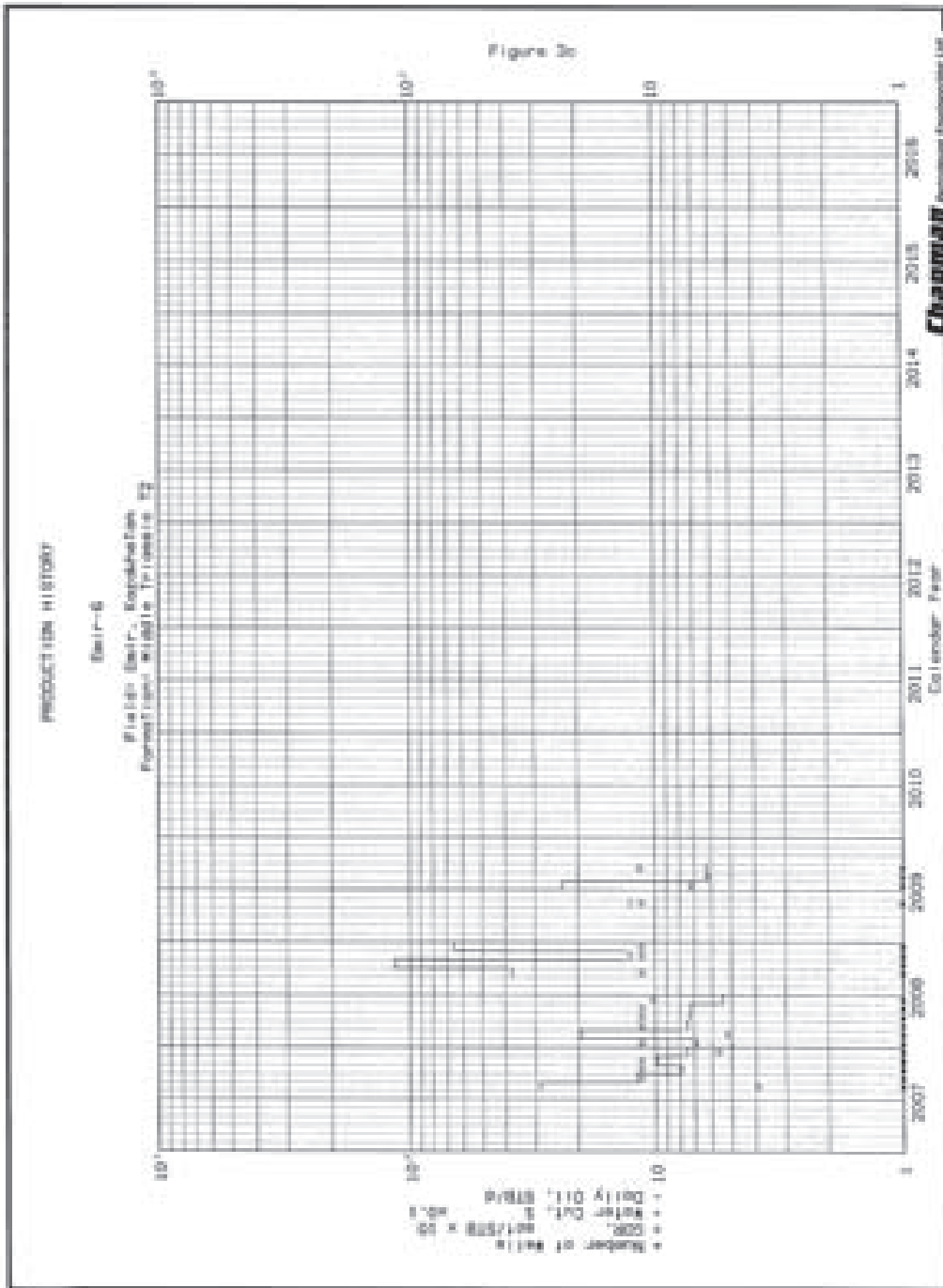
儲量總額摘要
二零一一年一月一日
BMB Munai, Inc.

哈薩克斯坦共和國Emir油田

說明		最終 RGIP <small>(百萬標準 立方英尺)</small>	累積 產量 <small>(百萬標準 立方英尺)</small>	剩餘 RGIP (原) <small>(百萬標準 立方英尺)</small>	剩餘 RGIP (銷售) <small>(百萬標準 立方英尺)</small>	參考	層序比 %	液化 天然氣 比率 <small>桶/ 百萬標準 立方英尺</small>	硫磺比率 <small>LT/ 百萬標準 立方英尺</small>	油氣比 標準 <small>立方英尺/ 標準桶</small>
溶解氣 探明已開發未動用儲量 Emir-2	上三疊紀T3 (第四層)	3	0	3	3	油氣比：130標準 立方英尺／標準桶	7	0	0	130
	探明已開發 未動用儲量總額	3	0	3	3					
	探明儲量總額	3	0	3	3					
概算未動用儲量 Emir-1	中三疊紀T2	592	0	592	550	油氣比：270標準 立方英尺／標準桶	7	0	0	270
Emir-2	上三疊紀T3及 中三疊紀T2	323	0	323	300	油氣比：130標準 立方英尺／標準桶	7	0	0	130
Emir-6	中三疊紀T2	40	0	40	37	油氣比：100標準 立方英尺／標準桶	7	0	0	100
	概算已開發未動用儲量總額	954	0	954	887					
概算未開發儲量 12個相鄰採油井位	中三疊紀T2	1,529	0	1,529	1,422	油氣比：150標準 立方英尺／標準桶	7	0	0	150
16個擴邊採油井位	中三疊紀T2	2,410	0	2,410	2,241	油氣比：150標準 立方英尺／標準桶	7	0	0	150
	概算未開發儲量總額	3,939	0	3,939	3,663					
	概算儲量總額	4,893	0	4,893	4,550					
	探明和概算儲量總額	4,896	0	4,896	4,553					
可能儲量 Emir-1	(增加) 中三疊紀T2	297	0	297	276	油氣比：270標準 立方英尺／標準桶	7	0	0	270
Emir-2	(增加) 上三疊紀T3及 中三疊紀T2	144	0	144	134	油氣比：130標準 立方英尺／標準桶	7	0	0	130
Emir-6	(增加) 中三疊紀T2	20	0	20	19	油氣比：100標準 立方英尺／標準桶	7	0	0	100
12個相鄰採油井位	(增加) 中三疊紀T2	722	0	722	671	油氣比：150標準 立方英尺／標準桶	7	0	0	150
16個擴邊採油井位	(增加) 中三疊紀T2	402	0	402	374	油氣比：150標準 立方英尺／標準桶	7	0	0	150
	可能儲量總額	1,584	0	1,584	1,473					
	概算和可能儲量總額	6,480	0	6,480	6,026					







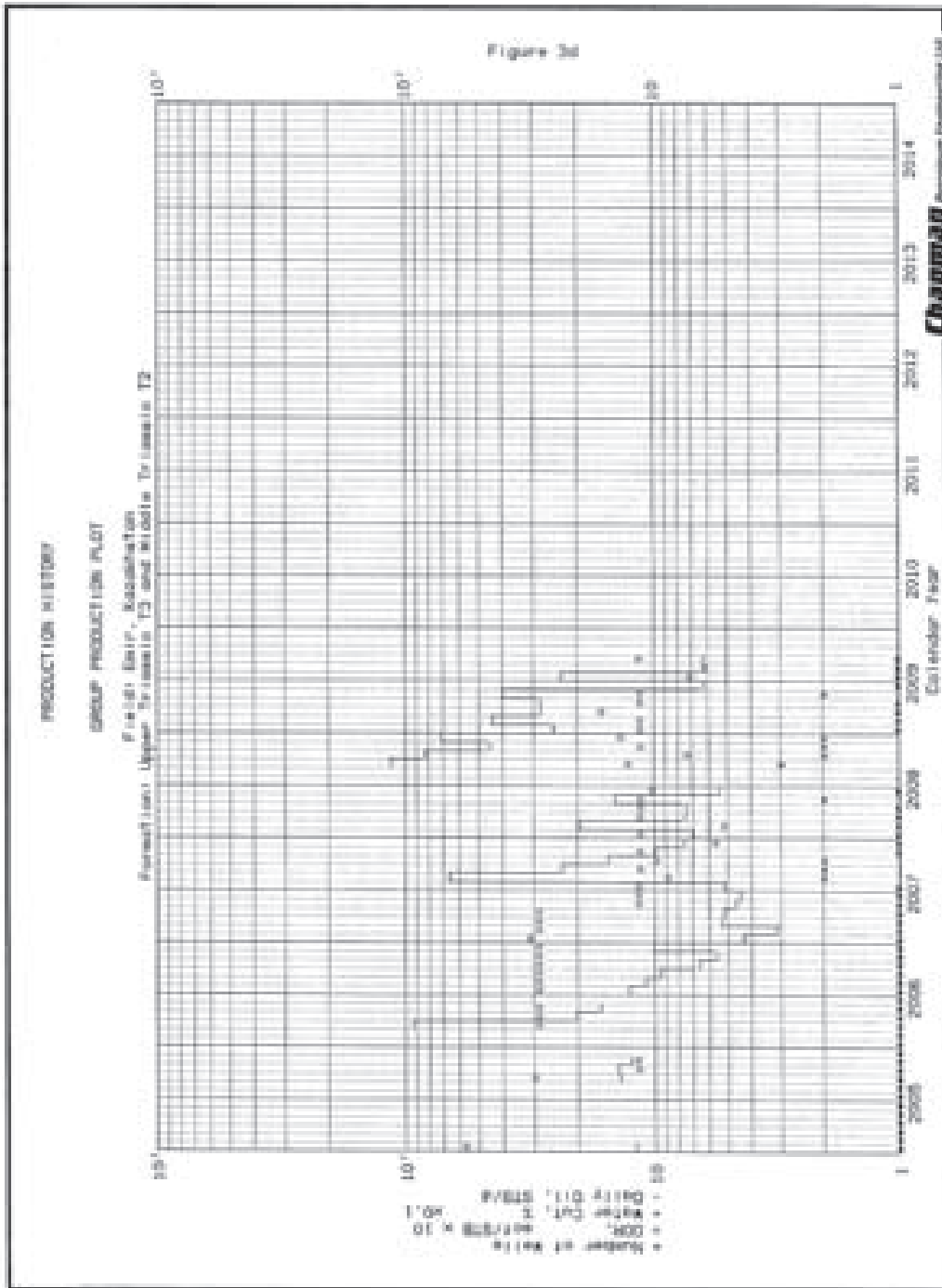


表3a

預期資本開支發展摘要
二零一一年一月一日

BMB Munai, Inc.

哈薩克斯坦共和國Emir油田

說明	日期	作業	資本權益 %	總資本 千美元	淨資本 千美元
探明儲量					
探明已開發儲量					
Emir-2	2011	修井	100.0000	300	300
探明儲量總額				300	300
概算儲量					
概算已開發儲量					
Emir-1	2012	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	700	700
Emir-2	2012	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	700	700
Emir-6	2012	修井資金	100.0000	155	155
Emir-6	2012	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	600	600
概算已開發儲量總額				2,155	2,155
概算未開發儲量					
12個相鄰採油井位	2013-2016	鑽井、完井及連接	100.0000	102,000	102,000
12個相鄰採油井位	2013-2016	集氣設施及連接	100.0000	1,200	1,200
16個擴邊採油井位	2017-2024	鑽井、完井及連接	100.0000	136,000	136,000
16個擴邊採油井位	2017-2024	集氣設施及連接	100.0000	1,600	1,600
概算未開發儲量總額				240,800	240,800
概算儲量總額				242,955	242,955
探明和概算儲量總額				243,255	243,255
可能儲量					
Emir-1	2012	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	200	200
Emir-2	2012	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	200	200
Emir-6	2012	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	200	200
12個相鄰採油井位	2013-2016	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	2,400	2,400
16個擴邊採油井位	2017-2024	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	3,200	3,200
可能儲量總額				6,200	6,200
探明和概算和可能儲量總額				249,455	249,455

附註：上述資本值以現時美元表示，並無調高。

表3b

預期資本開支摘要
棄置和恢復
二零一一年一月一日

BMB Munai, Inc.

哈薩克斯坦共和國Emir油田

說明	年份	油井參數	資本權益 %	總資本 千美元	淨資本 千美元
輕質油及中質油					
Emir # 1		油井棄置和恢復	100.0000	50	50
Emir # 2		油井棄置和恢復	100.0000	50	50
Emir # 6		油井棄置和恢復	100.0000	50	50
12個相鄰採油井位		油井棄置和恢復	100.0000	600	600
16個擴邊採油井位		油井棄置和恢復	100.0000	800	800
		棄置和恢復總額		<u>1,550</u>	<u>1,550</u>

Table 4
Summary of Company Property and Equipment
Balance Sheet as at
January 1, 2017
CH2M Hill, Inc.
New Providence

Financial Period in Years

PER 12 MONTHS ENDING

Description	2016		2015		2014		2013		2012		2011	
	Cost	Accumulated Depreciation	Cost	Accumulated Depreciation	Cost	Accumulated Depreciation	Cost	Accumulated Depreciation	Cost	Accumulated Depreciation	Cost	Accumulated Depreciation
Property, Plant and Equipment												
Land	10	0	10	0	10	0	10	0	10	0	10	0
Buildings	100	50	100	50	100	50	100	50	100	50	100	50
Equipment	100	50	100	50	100	50	100	50	100	50	100	50
Leasehold Improvements	10	5	10	5	10	5	10	5	10	5	10	5
Other Assets	10	0	10	0	10	0	10	0	10	0	10	0
Total Property, Plant and Equipment	230	105	230	105	230	105	230	105	230	105	230	105
Accumulated Depreciation												
Buildings	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Equipment	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Leasehold Improvements	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Other Assets	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Accumulated Depreciation	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
Net Book Value	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125

CH2M Hill Financial Engineering Ltd.

Table 10

PROPOSED 2012 BUDGETED FINANCIAL STATEMENTS

FOR THE YEAR ENDED 31 MARCH 2012

AS APPROVED BY THE BOARD OF DIRECTORS ON 15 FEBRUARY 2012

FOR THE YEAR ENDED 31 MARCH 2012

AS APPROVED BY THE BOARD OF DIRECTORS ON 15 FEBRUARY 2012

Particulars	2011				2012			
	Actual	Adjusted	Budgeted	Variance	Actual	Adjusted	Budgeted	Variance
Revenue	1,000,000	1,000,000	1,000,000	0	1,000,000	1,000,000	1,000,000	0
Cost of sales	(500,000)	(500,000)	(500,000)	0	(500,000)	(500,000)	(500,000)	0
Operating profit	500,000	500,000	500,000	0	500,000	500,000	500,000	0
Finance income	100,000	100,000	100,000	0	100,000	100,000	100,000	0
Finance expense	(50,000)	(50,000)	(50,000)	0	(50,000)	(50,000)	(50,000)	0
Profit before tax	550,000	550,000	550,000	0	550,000	550,000	550,000	0
Income tax expense	(110,000)	(110,000)	(110,000)	0	(110,000)	(110,000)	(110,000)	0
Profit after tax	440,000	440,000	440,000	0	440,000	440,000	440,000	0
Dividend	(100,000)	(100,000)	(100,000)	0	(100,000)	(100,000)	(100,000)	0
Retained profit	340,000	340,000	340,000	0	340,000	340,000	340,000	0
Other reserves	100,000	100,000	100,000	0	100,000	100,000	100,000	0
Total equity	440,000	440,000	440,000	0	440,000	440,000	440,000	0

Particulars	2011				2012			
	Actual	Adjusted	Budgeted	Variance	Actual	Adjusted	Budgeted	Variance
Revenue	1,000,000	1,000,000	1,000,000	0	1,000,000	1,000,000	1,000,000	0
Cost of sales	(500,000)	(500,000)	(500,000)	0	(500,000)	(500,000)	(500,000)	0
Operating profit	500,000	500,000	500,000	0	500,000	500,000	500,000	0
Finance income	100,000	100,000	100,000	0	100,000	100,000	100,000	0
Finance expense	(50,000)	(50,000)	(50,000)	0	(50,000)	(50,000)	(50,000)	0
Profit before tax	550,000	550,000	550,000	0	550,000	550,000	550,000	0
Income tax expense	(110,000)	(110,000)	(110,000)	0	(110,000)	(110,000)	(110,000)	0
Profit after tax	440,000	440,000	440,000	0	440,000	440,000	440,000	0
Dividend	(100,000)	(100,000)	(100,000)	0	(100,000)	(100,000)	(100,000)	0
Retained profit	340,000	340,000	340,000	0	340,000	340,000	340,000	0
Other reserves	100,000	100,000	100,000	0	100,000	100,000	100,000	0
Total equity	440,000	440,000	440,000	0	440,000	440,000	440,000	0

Particulars	2011				2012			
	Actual	Adjusted	Budgeted	Variance	Actual	Adjusted	Budgeted	Variance
Revenue	1,000,000	1,000,000	1,000,000	0	1,000,000	1,000,000	1,000,000	0
Cost of sales	(500,000)	(500,000)	(500,000)	0	(500,000)	(500,000)	(500,000)	0
Operating profit	500,000	500,000	500,000	0	500,000	500,000	500,000	0
Finance income	100,000	100,000	100,000	0	100,000	100,000	100,000	0
Finance expense	(50,000)	(50,000)	(50,000)	0	(50,000)	(50,000)	(50,000)	0
Profit before tax	550,000	550,000	550,000	0	550,000	550,000	550,000	0
Income tax expense	(110,000)	(110,000)	(110,000)	0	(110,000)	(110,000)	(110,000)	0
Profit after tax	440,000	440,000	440,000	0	440,000	440,000	440,000	0
Dividend	(100,000)	(100,000)	(100,000)	0	(100,000)	(100,000)	(100,000)	0
Retained profit	340,000	340,000	340,000	0	340,000	340,000	340,000	0
Other reserves	100,000	100,000	100,000	0	100,000	100,000	100,000	0
Total equity	440,000	440,000	440,000	0	440,000	440,000	440,000	0

Particulars	2011				2012			
	Actual	Adjusted	Budgeted	Variance	Actual	Adjusted	Budgeted	Variance
Revenue	1,000,000	1,000,000	1,000,000	0	1,000,000	1,000,000	1,000,000	0
Cost of sales	(500,000)	(500,000)	(500,000)	0	(500,000)	(500,000)	(500,000)	0
Operating profit	500,000	500,000	500,000	0	500,000	500,000	500,000	0
Finance income	100,000	100,000	100,000	0	100,000	100,000	100,000	0
Finance expense	(50,000)	(50,000)	(50,000)	0	(50,000)	(50,000)	(50,000)	0
Profit before tax	550,000	550,000	550,000	0	550,000	550,000	550,000	0
Income tax expense	(110,000)	(110,000)	(110,000)	0	(110,000)	(110,000)	(110,000)	0
Profit after tax	440,000	440,000	440,000	0	440,000	440,000	440,000	0
Dividend	(100,000)	(100,000)	(100,000)	0	(100,000)	(100,000)	(100,000)	0
Retained profit	340,000	340,000	340,000	0	340,000	340,000	340,000	0
Other reserves	100,000	100,000	100,000	0	100,000	100,000	100,000	0
Total equity	440,000	440,000	440,000	0	440,000	440,000	440,000	0

Chapman Partner Engineering Ltd

哈薩克斯坦共和國
ADEK 區塊 (合約地區)
KARIMAN 油田

索引

討論

所有權
地質
岩石物理數據和分析
儲量
生產
產品價格
資本開支
經營成本
經濟狀況

附件

表1： 土地、權益及礦區使用費附表

圖1： 油田圖及早中三疊紀架構

圖2： 測井記錄分析呈列數據

- a) Kariman-1
- b) Kariman-2
- c) Kariman-3
- d) Kariman-4
- e) Kariman-5
- f) Kariman-6
- g) Kariman-7
- h) Kariman-8
- i) Kariman-10
- j) Kariman-11

表2： 儲量總額摘要

圖3： 生產歷史圖

- a) Kariman-1，中三疊紀T2
- b) Kariman-2，中三疊紀T2
- c) Kariman-3，中三疊紀T2
- d) Kariman-4，中三疊紀T2
- e) Kariman-5，中三疊紀T2
- f) Kariman-6，中三疊紀T2
- g) Kariman-7，中三疊紀T2
- h) Kariman-8，中三疊紀T2
- i) Kariman-10，中三疊紀T2
- j) Kariman-11，中三疊紀T2
- k) 群組產量圖件圖，中三疊紀T2

表3： 預期資本開支摘要

- e) 開發
- f) 棄置和恢復

表4： 經濟摘要

綜合現金流量

- a) 探明已開發動用儲量總額
- b) 探明已開發儲量總額
- c) 探明和概算儲量總額
- d) 探明和概算和可能儲量總額

哈薩克斯坦共和國
ADEK區塊（合約地區）
KARIMAN油田

討論

所有權

貴公司擁有被稱作ADEK區塊的「許可證」及「勘探合同」的100%開採權益，ADEK區塊位於哈薩克斯坦境內的Mangistau Oblast，距離哈薩克斯坦共和國（哈薩克斯坦共和國）阿克套約50公里。

許可證最初於一九九九年授出，而勘探合同則由前身公司於二零零零年六月九日訂立。許可證及合同面積均於二零零二年九月二十三日指派給 貴公司。

許可證及勘探合同授予權力，以在相關地區進行勘探及開發活動。勘探合同的年期最初為五年，但其已獲延長，目前的到期日期為二零一三年一月九日。

延長條款要求最低資本開支為：二零零四年7,000,000美元、二零零五年9,300,000美元、二零零六年5,000,000美元、二零零九年七月九日至二零零九年十二月三十一日6,790,000美元及二零一零年12,690,000美元，所有上述要求均已滿足或甚至超過。此外，最低工作計劃要求二零一一年27,240,000美元及二零一二年14,840,000美元。

一旦ADEK區塊確定進行商業化生產， 貴公司可申請一份「勘探和生產合同」，合同條款將通過磋商確定。 貴公司有權於現有勘探合同期限內，根據《石油法》按表1所列的礦區使用費率生產及銷售石油。如果 貴公司可顯示商業發現的證據、已履行其最低工作承諾及提交MEMR可予接受的開發計劃，相信沒有理由不會授出勘探和生產合同。

根據勘探和生產合同，礦區使用費率乃根據磋商確定，並且視乎儲量和生產率而有所不同。據估計，由於預期儲量及生產率，該地區的礦區使用費（礦產開採稅）率將不會超過9.9%。

哈薩克斯坦一般有兩種形式的生產合同，產品分成合同以及基於稅收和礦區使用費的合同。我們已使用上述基於礦區使用費的合同。

已於ADEK區塊發現三個在三疊紀地層生產的油田。Kariman油田擁有二維地震覆蓋，到目前為止，四個結構已經確定，如果進行油氣生產，預期四個結構將與Dolinnoe油田相似。

Kariman油田，早前稱為經擴大區域，是ADEK區塊的油田之一。貴公司已鑽探十個油井：Kariman-1、2、3、4、5、6、7、8、10及11。目前，所有油井均在一個油層生產：油井3及5－在I油層，油井2、4、6、7、8、10及11－於II油層，以及油井1－在第4油層。

地質

ADEK區塊位於Mangistau Ustyrt Central High邊緣地區，該地區擁有多個在產油田。Kariman油田包含64,247畝（260平方公里）土地，東部毗鄰原區塊。典型的油藏是一個包括多個斷塊的斷裂背斜。主要產油層為中三疊紀碳酸岩。

油氣圈閉在Beke-Bashkudsky高地與Karagiin凹谷的過渡帶內形成。

中三疊紀的生產資源包括上部的石灰岩及下部的白雲岩。在此區域，上三疊紀已發現有砂岩。三疊紀位於深度為3,150米至3,500米處。

岩石物理數據和分析

俄羅斯地理信息系統測井記錄了淺層測井，貝克阿特拉斯測井記錄了三疊紀以上的測井。

Chapman數字測井記錄分析乃使用日立數據系統軟件在上及下三疊紀油藏以上進行分析得出。

對於Kariman-7，伽馬射線被用於對偶水飽和度方程的頁岩指標，選擇的碳酸岩濃度為a、m及n。

含水飽和度界限值為40%，泥質含量為50%。

如說明性測井記錄所示，上及下三疊紀的有效厚度已經確定。

儲量

現有油井中三疊紀T2油層（已完成產油層段）已估算的探明已開發動用儲量為6,026千標準桶及可售溶解氣儲量為2,010百萬標準立方英尺，有關儲量乃根據數字測井記錄分析及生產數據確定的油藏參數計算得出。對供油面積及採收率作出的假設如下：Kariman-1B－50畝及20%；Kariman-2、4、5、6－80畝及20%；Kariman-3A、7、8、10及11－60畝及20%。

油井Kariman-2、3、4、5、6、6A、7、8、10及11的其他三疊紀層段已估算的額外探明已開發停產石油儲量為8,405千標準桶及可售溶解氣儲量為3,058百萬標準立方英尺。

已就現有油井的產油層段及非產油層段賦予的概算已開發石油儲量為14,606千標準桶及可售溶解氣儲量為4,907百萬標準立方英尺。

已就現有油井估算可售溶解氣儲量，有關儲量乃根據表2所列各油井的實際油氣比計算得出。

四個直接與油井Kariman-4及5毗鄰的採油井位已估算的概算未開發石油儲量為5,573千標準桶，有關儲量乃根據該等油井的油藏參數、供油面積及採收率計算得出。

四個毗鄰可能採油井位已獲賦予的可能未開發可售溶解氣儲量為3,382百萬標準立方英尺，有關儲量乃根據油井Kariman-4及5的油氣比計算得出。

油井Kariman-3A的一個層段及六個毗鄰採油井位的已估算可能石油儲量為4,859千標準桶，有關儲量乃根據毗鄰採油井位以及Kariman-4及5的類比按該等油井及採油井位的油藏參數、供油面積及採收率計算得出。

油井Kariman-3A及六個毗鄰採油井位的已估算可能可售溶解氣儲量為3,106百萬標準立方英尺，有關儲量乃根據油井Kariman-3、4及5的油氣比計算得出。

此處所述的儲量概要載於表2。

生產

油井Kariman-1側鑽B目前在產，三個油層的產量為468標準桶／天，但在修井及完成其他層段後，我們估計有關產量將增至610標準桶／天。

油井Kariman-2於二零零七年初投產，最初產量最多為2,000標準桶／天，目前仍在產，產量為554標準桶／天，油氣比為315標準立方英尺／標準桶。

油井Kariman-3側鑽A已鑽得及於二零一零年投產，目前兩個油層在產，產量為145標準桶／天。

油井Kariman-4目前在產，產量為85標準桶／天。該油井於二零零七年八月投產，最初產量為1,600標準桶／天。

油井Kariman-5目前在產，產量為47標準桶／天，但在修井及完成其他層段後，我們估計有關產量將增至550標準桶／天。該油井於二零零八年一月投產，最初產量為210標準桶／天。

油井Kariman-6側鑽A已於二零一零年鑽得，預計將僅於一個油層投產，產量為200標準桶／天。

油井Kariman-7於二零零八年四月投產，最初產量為800標準桶／天，目前停產，待恢復生產及增產。計劃將於二零一一年上半年恢復生產，兩個油層的產量為400標準桶／天。

油井Kariman-8於二零零八年六月投產，最初產量為400標準桶／天，目前僅一個油層在產，產量為206標準桶／天。

油井Kariman-10於二零零八年六月投產，最初產量為420標準桶／天，目前僅一個油層在產，產量為131標準桶／天，但在修井及完成其他層段後，我們估計有關產量將增至600標準桶／天。

油井Kariman-11於二零零九年一月投產，最初產量為220標準桶／天，目前在產，產量為60標準桶／天。

所有現有油井的其他油層預計將完成及將於二零一二年一月前投產。其他油層的產量載於表2。

已預計四個可能採油井位將於二零一五年一月前投產，最初總產量為2,100標準桶／天。

已預計兩個可能採油井位將於二零一七年一月前投產，最初總產量為900標準桶／天。

該等最初產量乃根據現有油井生產表現分析計算得出。

各個油井的生產歷史圖及群組產量圖件圖載於圖3a至3k。

產品價格

貴公司已取得石油銷售出口許可證，使貴公司得以出口所有產品。於勘探階段，出口須繳納「出口租賃稅」，其將直至二零一三年一月九日預期延長勘探許可證為止。於本期間，出口租賃稅乃按哈薩克斯坦共和國新稅法得出，而其價值乃呈列於附件1。出口石油獲豁免增值稅。

此項目所用的預測價格乃按利用預測布倫特原油價格得出的Chapman預測減去16.37美元／標準桶（運輸折扣）、出口稅5.20美元／標準桶、出口租賃稅（價值呈列於附件1）、國內價格26.72美元／標準桶（扣除增值稅前）、增值稅（12%）及出口／國內銷售額分配比例90%/10%（首三年）及80%/20%（其後）。

天然氣價格1.16美元／千標準立方英尺已被用作溶解氣的銷售價格及假設於整份報告內不變。

資本開支

總資本開支73,600,000美元已就此油田內的探明、概算及可能儲量的開發作出估計。

就完全開發賦予儲量所需的資本開支詳細明細呈列於表3a。

誠如表3b呈列，棄置和恢復成本總額（經扣除殘值）900,000美元（每個油井50,000美元）已於該等儲量耗損後計入。

經營成本

根據本公司提供的油田估算，油田經營成本8,850美元／油井／月（固定）、4.15美元／標準桶及0.15美元／千標準立方英尺已用作就本項目作出估算，而我們認為此乃合理。

經濟狀況

就此評估進行的經濟分析呈列於此，其反映本資產於未支付所得稅及根據「礦區使用費及稅項合約」適用的其他稅項前的未來現金流量。

現金流量預測已根據「預測價格及成本」假設按Chapman Petroleum Engineering價格預測編製。

經濟業績摘要呈列於表4，而綜合現金流量預測乃呈列於表4a至表4d。

表1

土地、權益及礦區使用費附表
二零一一年一月一日

BMB Munai, Inc.

哈薩克斯坦共和國Kariman油田

說明	擁有權利	總畝數	評估權益		礦區使用費 基本 %	超支
			開採 %	礦區使用費 %		
許可證AI 編號1552及 合約編號482	A	不適用	100.0000	-	1	-

附註：

1 根據哈薩克斯坦共和國新税法：

噸	年產量 千標準桶	油田礦區使用費(礦產開採稅)，%								
		2011-2012			2013			2014及之後		
		出口	本土	混合	出口	本土	混合	出口	本土	混合
最高250,000	最高1,964	5.00	2.50	4.75	6.00	3.00	5.70	7.00	3.50	6.30
最高500,000	最高3,928	7.00	3.50	6.65	8.00	4.00	7.60	9.00	4.50	8.10
最高1,000,000	最高7,856	8.00	4.00	7.60	9.00	4.50	8.55	10.00	5.00	9.00
最高2,000,000	最高15,711	9.00	4.50	8.55	10.00	5.00	9.50	11.00	5.50	9.90
最高3,000,000	最高23,567	10.00	5.00	9.50	11.00	5.50	10.45	12.00	6.00	10.80
最高4,000,000	最高31,423	11.00	5.50	10.45	12.00	6.00	11.40	13.00	6.50	11.70
最高5,000,000	最高39,278	12.00	6.00	11.40	13.00	6.50	12.35	14.00	7.00	12.60
最高7,000,000	最高54,990	13.00	6.50	12.35	14.00	7.00	13.30	15.00	7.50	13.50
最高10,000,000	最高78,557	15.00	7.50	14.25	16.00	8.00	15.20	17.00	8.50	15.30
逾10,000,000	逾78,558	18.00	9.00	17.10	19.00	9.50	18.05	20.00	10.00	18.00

2011-2013 — 生產分配比例為90/10 (90%為出口生產，10%為本土銷售)

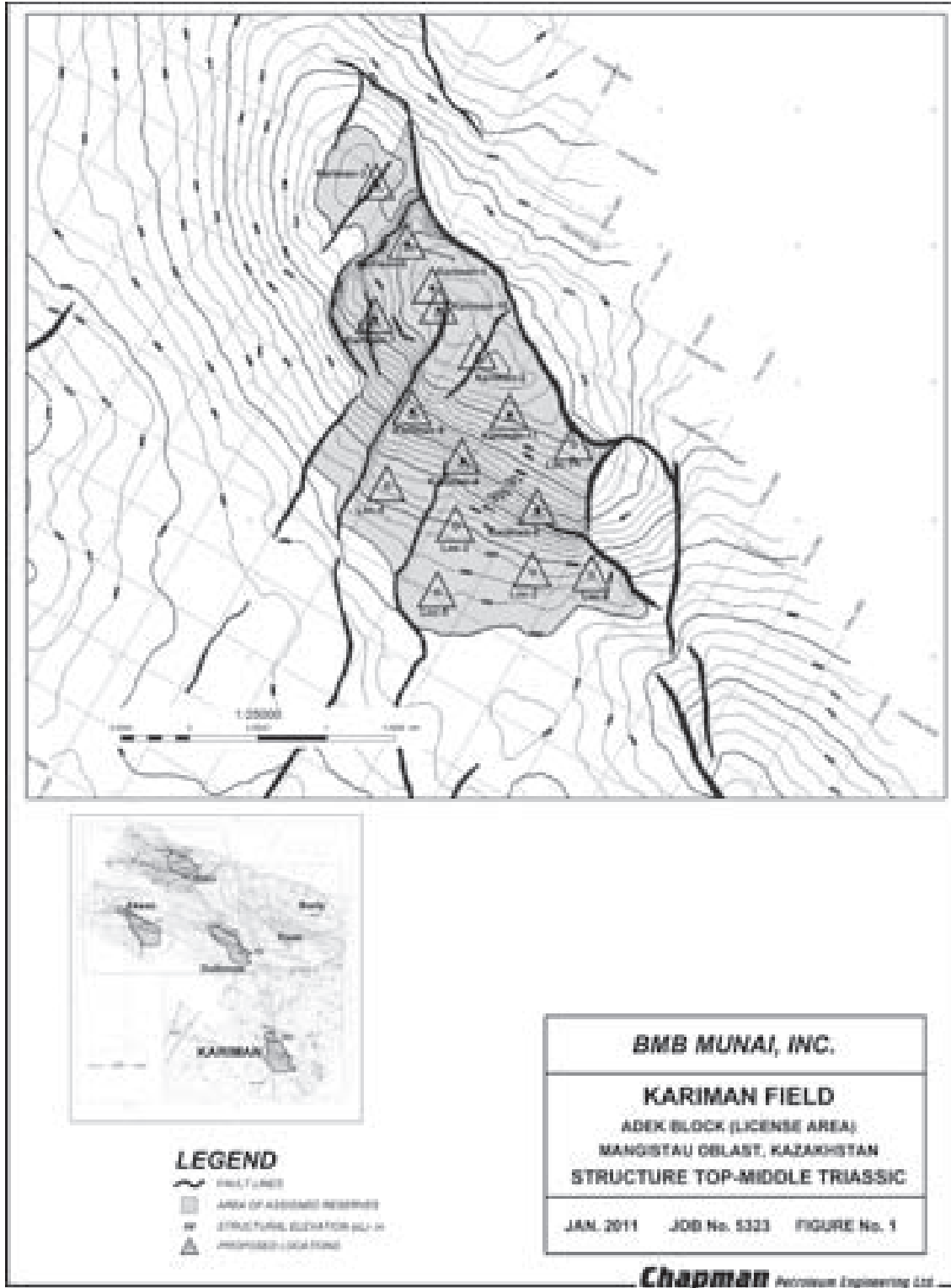
2013之後 — 生產分配比例為80/20 (80%為出口生產，20%為本土銷售)

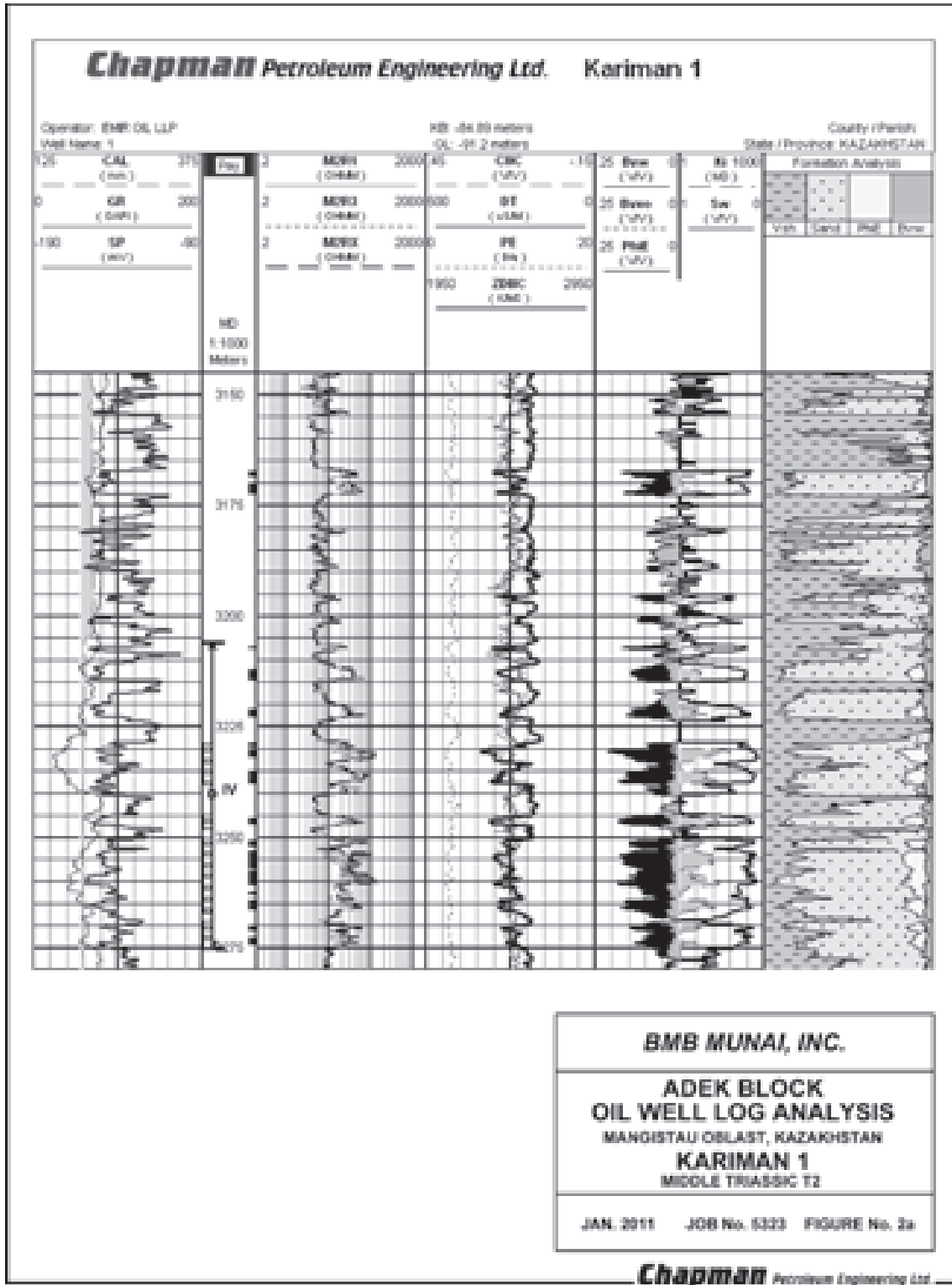
10 ⁶ 立方米	年產量 百萬標準立方英尺	氣田礦區使用費(礦產開採稅)，%	
		出口	本土
最高1000	最高35,490	10.00	0.50
最高2000	最高70,980	10.00	1.00
逾2000	逾70,980	10.00	1.50

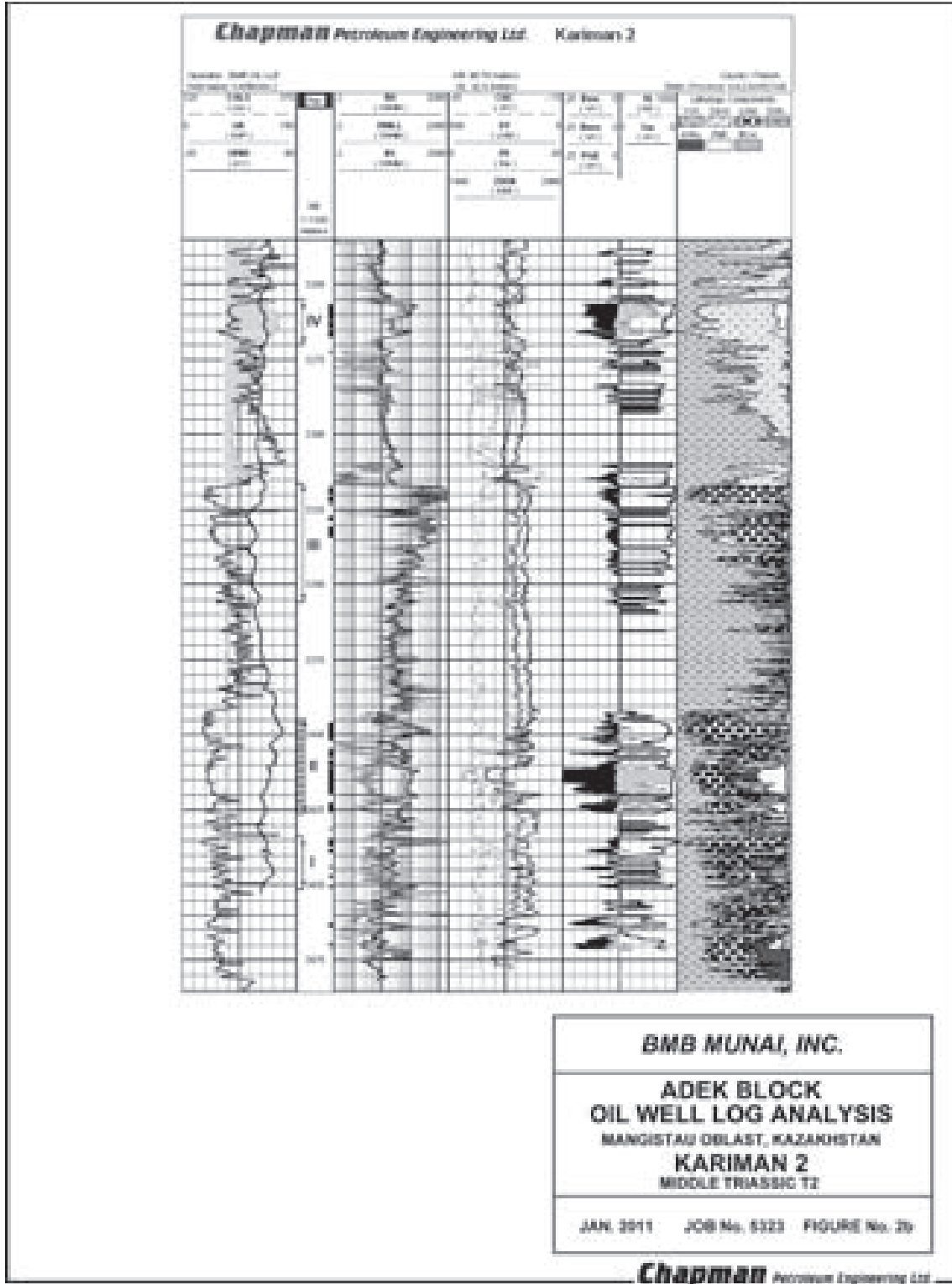
年度	企業所得稅 稅率，%
2011-2012	20.00
2013	17.50
2014及之後	15.00

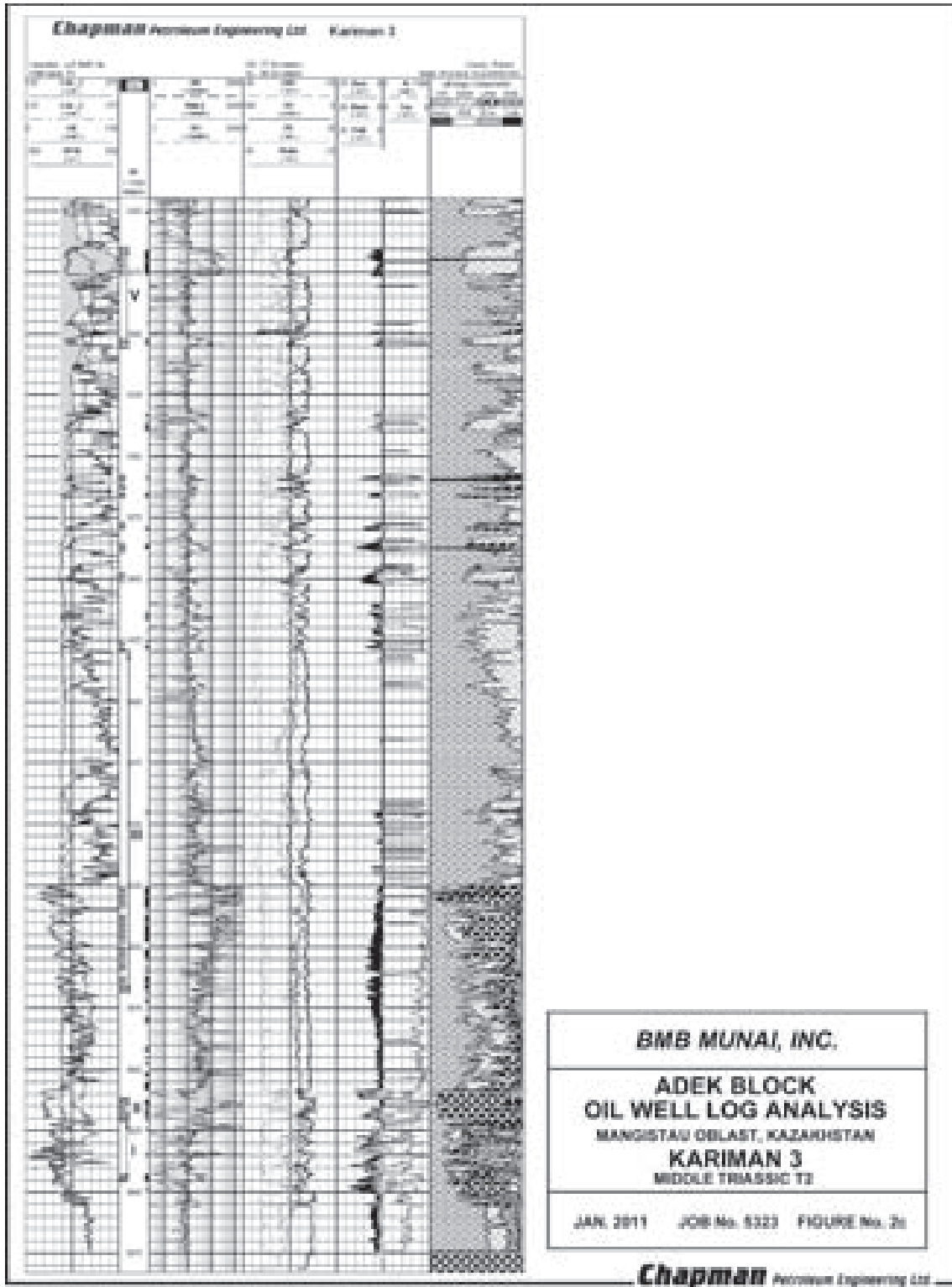
擁有權利：

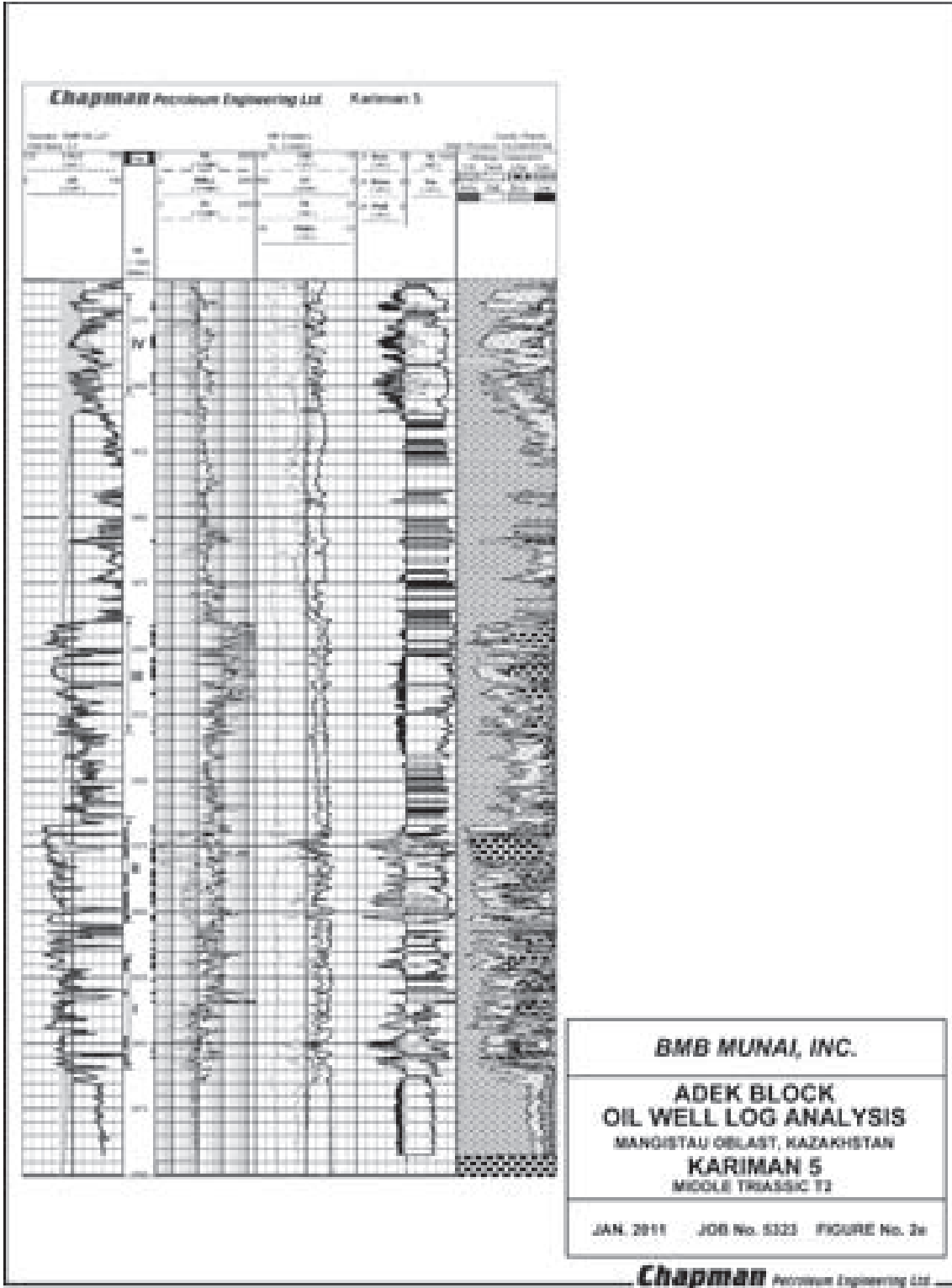
A Kariman 油田位於XXXVI-11-D (部分)、E (部分) 區塊。

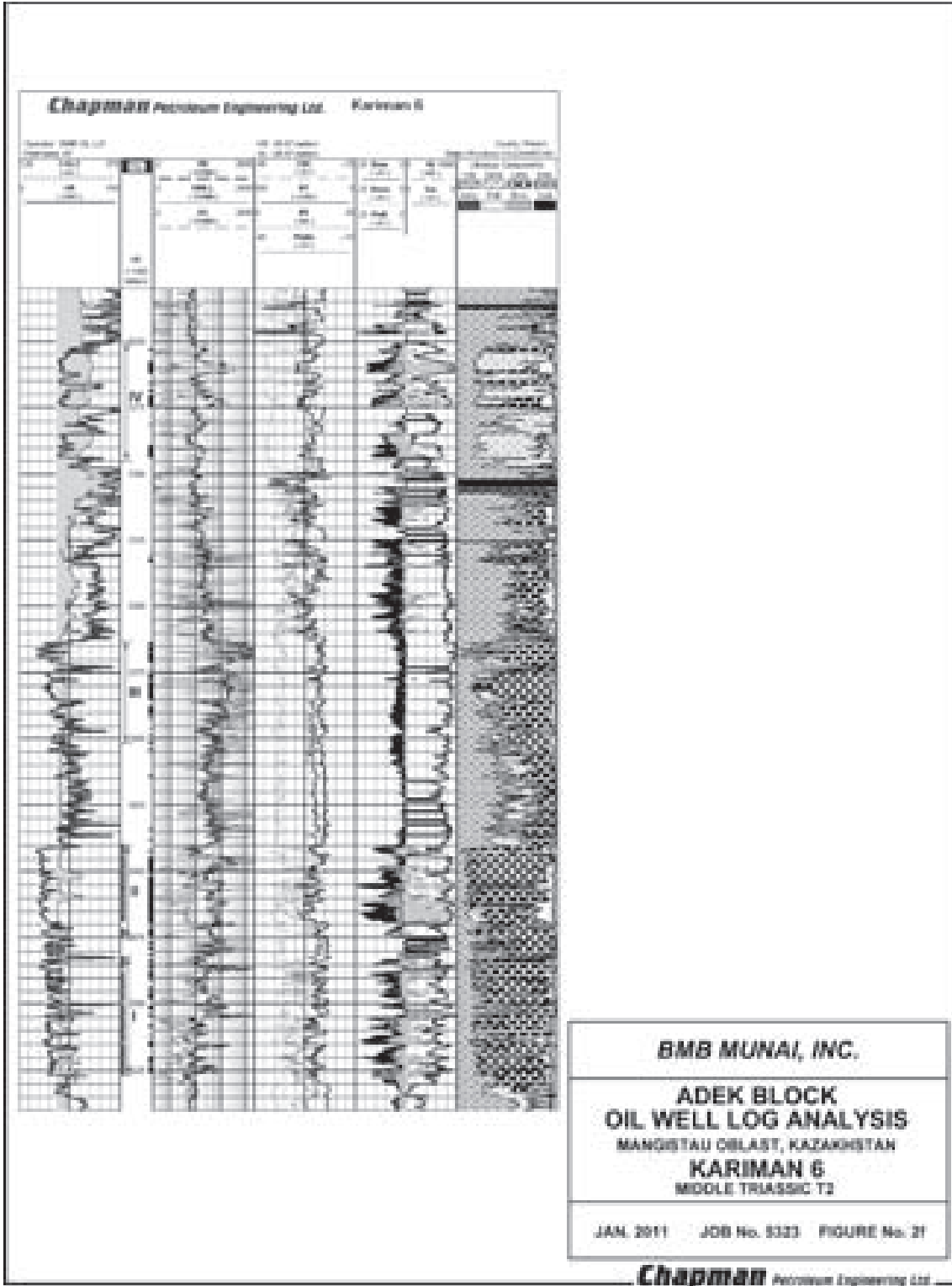


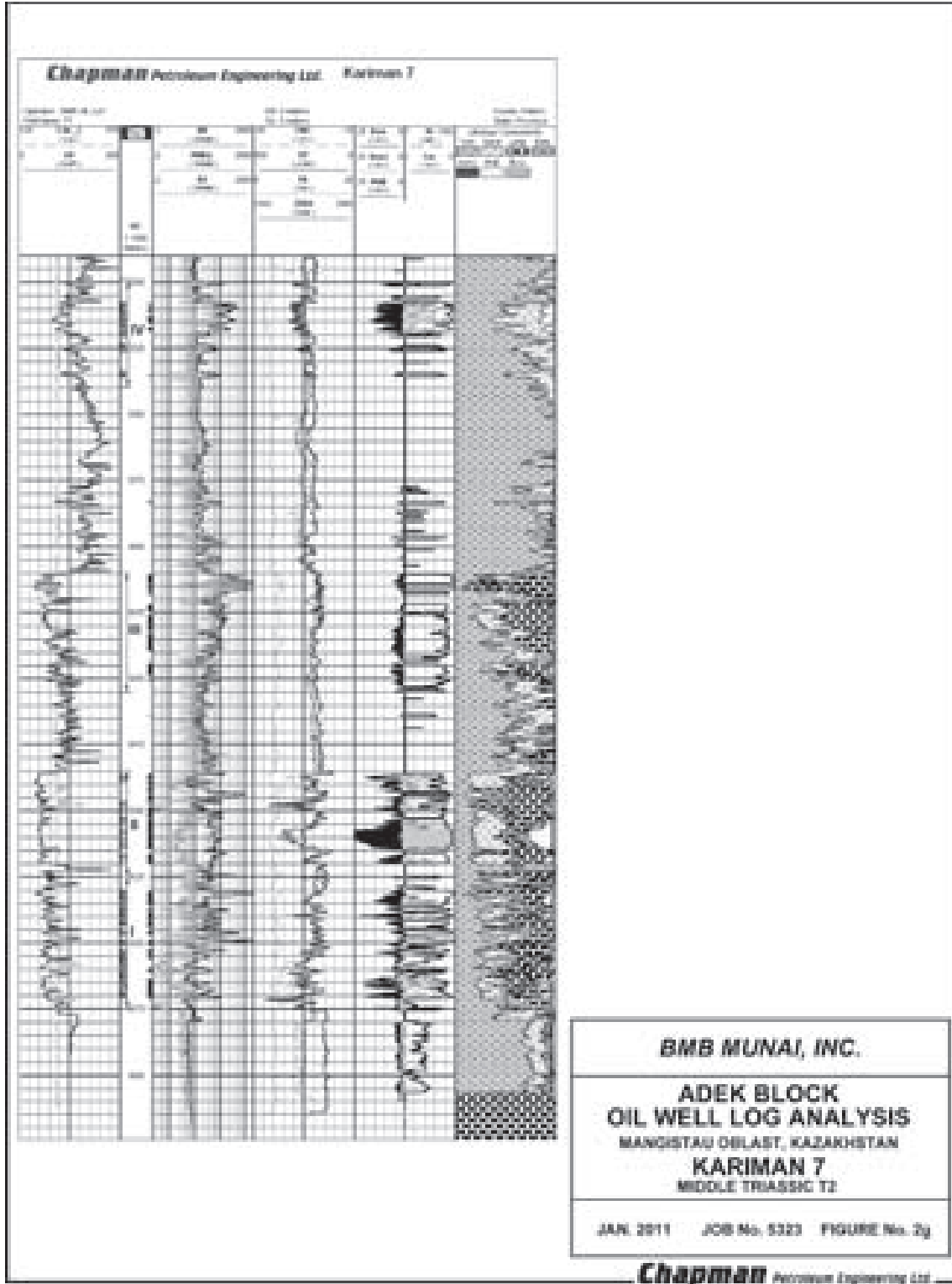


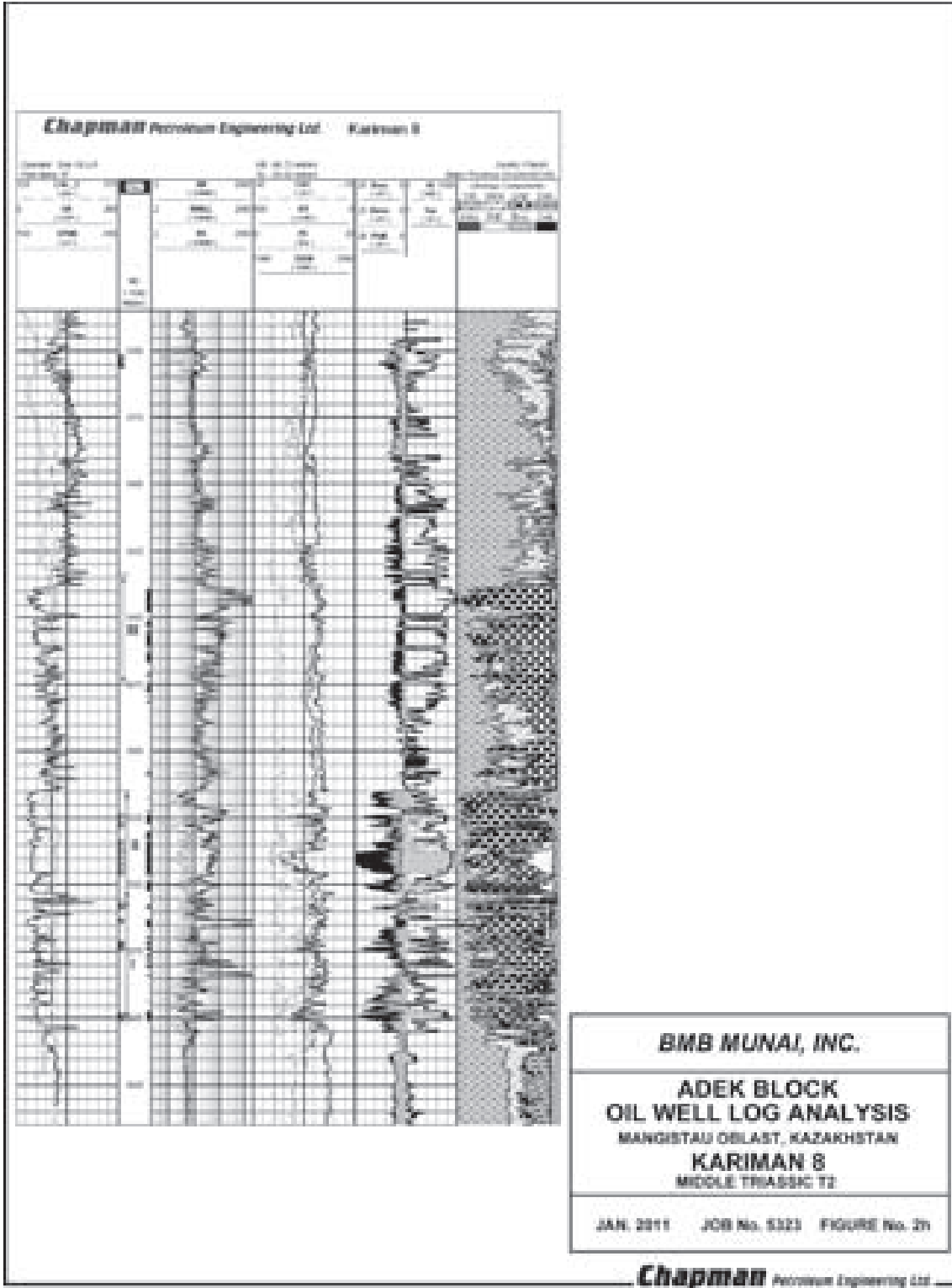


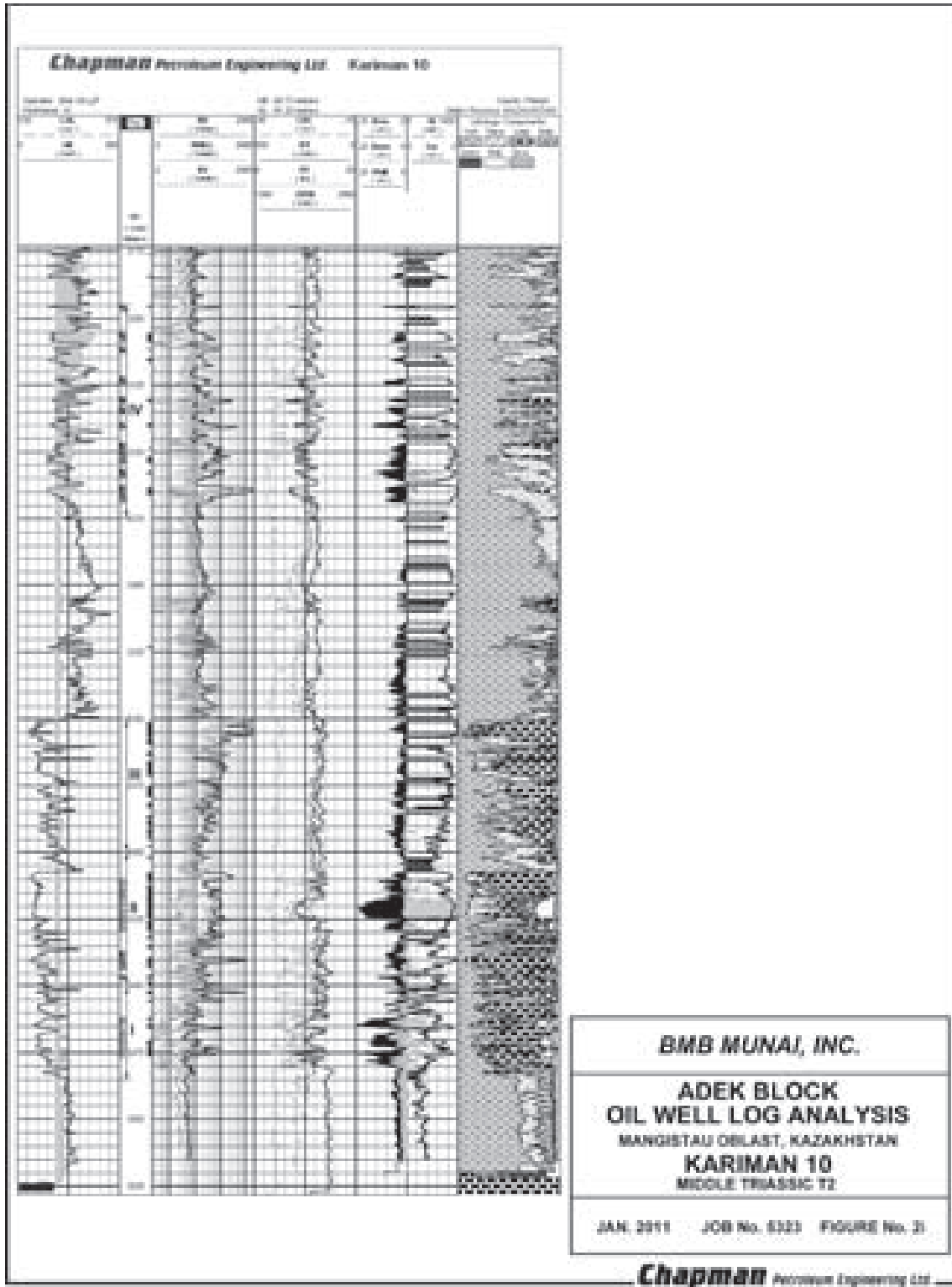












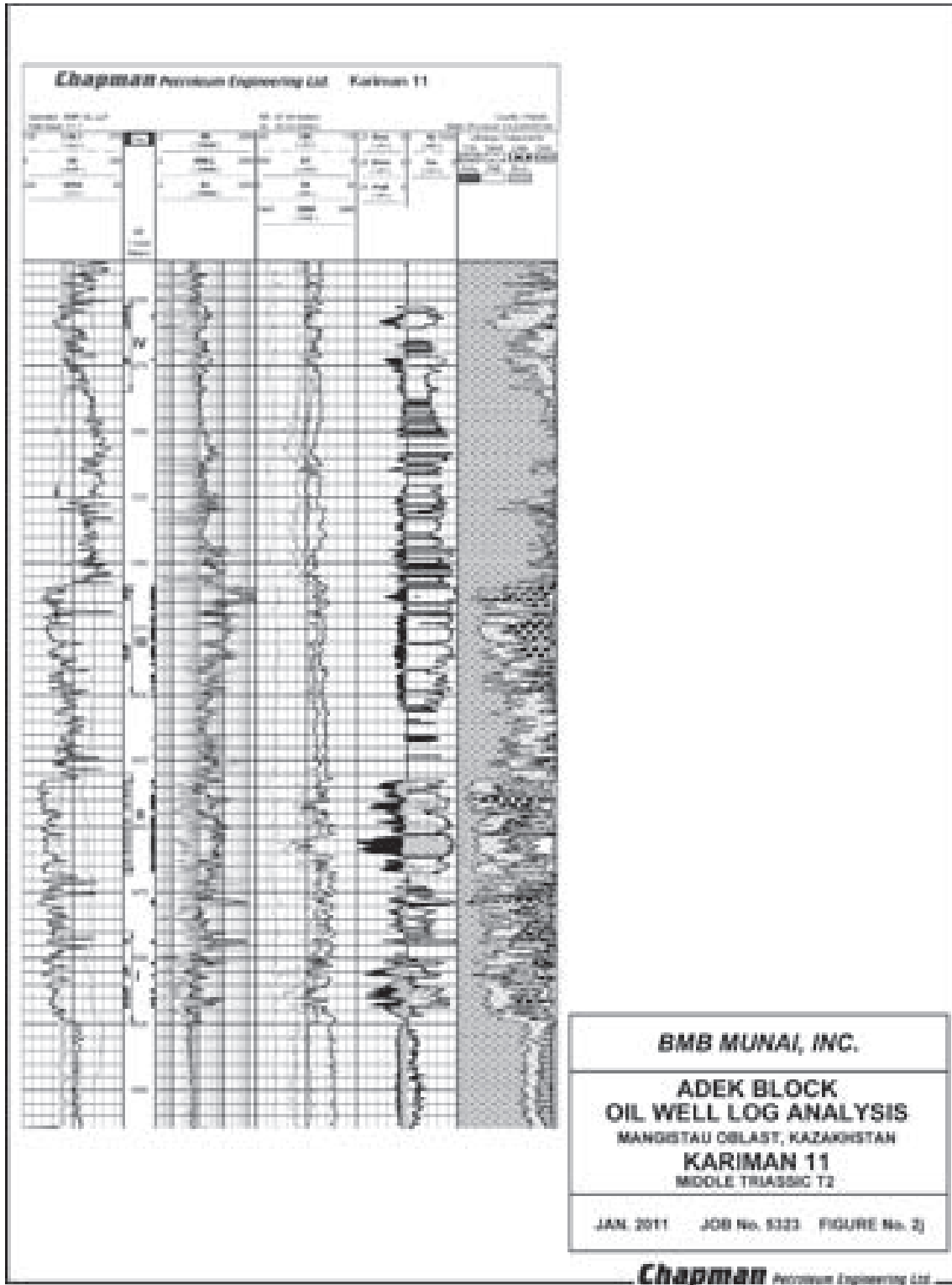


表2

儲量總額摘要
二零一一年一月一日

BMB Munai, Inc.

哈薩克斯坦共和國Kariman油田

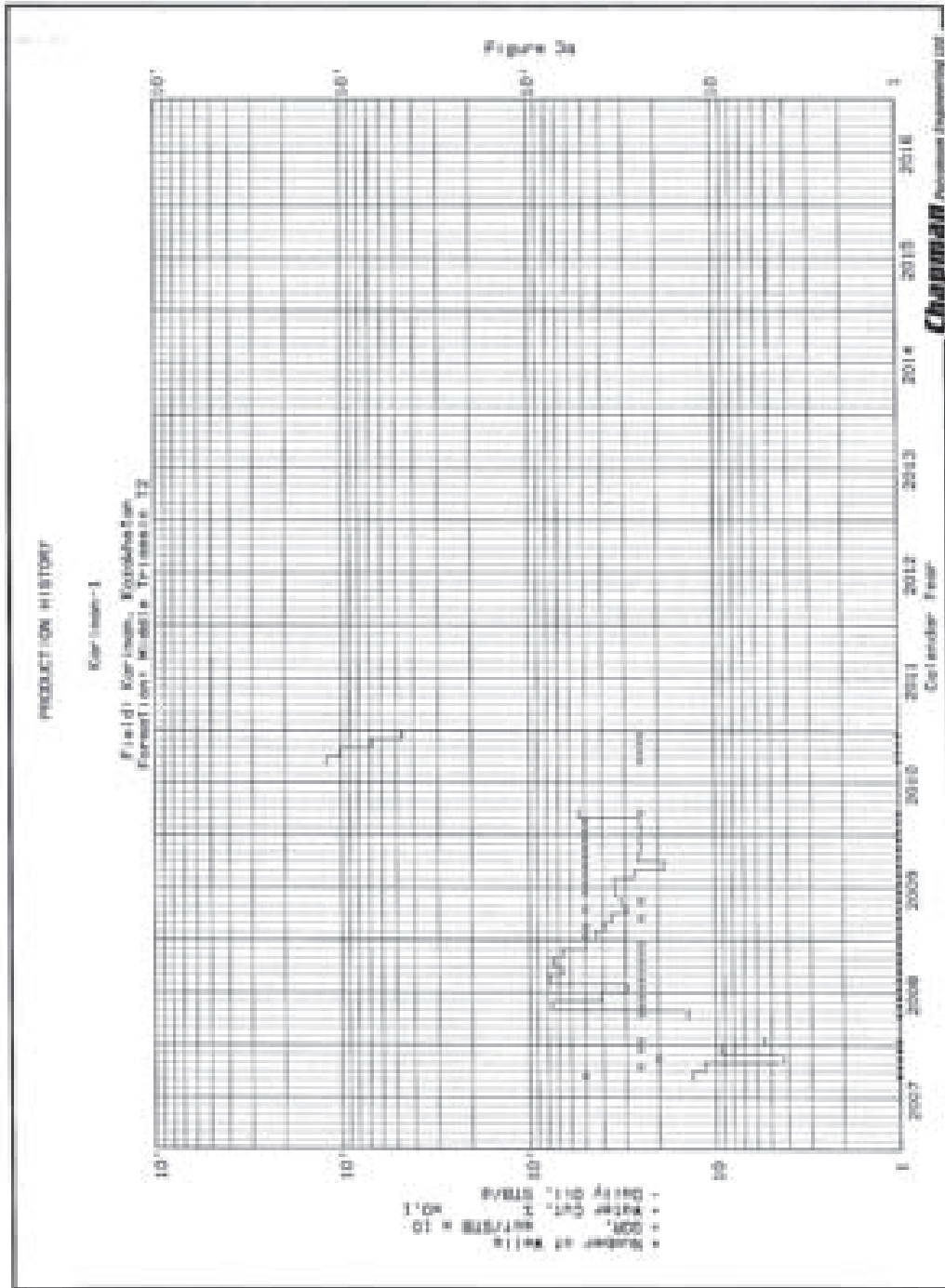
說明		現時或 初期 產量 標準桶/天	API 比重 (度)	最終 ROIP (千標準桶)	累積 產量 (千標準桶)	剩餘 ROIP (千標準桶)
輕質油及中質油						
探明已開發動用儲量						
Kariman-1 側鑽B	中三疊紀T2 (第四、二及一層)	468	36	2,211	81	2,129
Kariman-2	中三疊紀T2 (第二層)	554	36	1,512	1,047	465
Kariman-3 側鑽A	中三疊紀T2 (第二及一層)	145	36	243	20	224
Kariman-4	中三疊紀T2 (第二層)	85	36	971	409	562
Kariman-5	中三疊紀T2 (第四層)	47	36	348	1	347
Kariman-8	中三疊紀T2 (第二層)	206	36	721	324	397
Kariman-10	中三疊紀T2 (第二層)	131	36	977	99	878
Kariman-11	中三疊紀T2 (第二層)	60	36	1,174	150	1,024
	探明已開發動用儲量總額	1,696		8,158	2,132	6,026
探明開發非生產中						
Kariman-2	中三疊紀T2 (第四及一層)	300	36	576	0	576
Kariman-3	中三疊紀T2 (第五層)	100	36	136	2	134
Kariman-4	中三疊紀T2 (第四、二及一層)	600	36	1,080	0	1,080
Kariman-5	中三疊紀T2 (第二及一層)	400	36	1,316	47	1,269
Kariman-6 側鑽A	中三疊紀T2 (第四層)	200	36	795	0	795
Kariman-6	中三疊紀T2 (第二及一層)	500	36	2,008	315	1,693
Kariman-7	中三疊紀T2 (第二及一層)	400	36	1,874	297	1,577
Kariman-8	中三疊紀T2 (第一層)	100	36	276	0	276
Kariman-10	中三疊紀T2 (第四及一層)	400	36	645	36	609
Kariman-11	中三疊紀T2 (第四及一層)	300	36	396	0	396
	探明已開發未動用儲量總額	3,300		9,102	697	8,405
	探明儲量總額	4,996		17,260	2,829	14,431
概算						
概算已開發動用儲量						
Kariman-1 側鑽B	中三疊紀T2 (第四、二及一層)	150 (增加)	36	1,309	0	1,309
Kariman-2	中三疊紀T2 (第二層)	50 (增加)	36	756	0	756
Kariman-3 側鑽A	中三疊紀T2 (第二及一層)	100 (增加)	36	104	0	104
Kariman-4	中三疊紀T2 (第二層)	100 (增加)	36	412	0	412
Kariman-5	中三疊紀T2 (第四層)	50 (增加)	36	159	0	159
Kariman-8	中三疊紀T2 (第二層)	150 (增加)	36	451	0	451
Kariman-10	中三疊紀T2 (第二層)	150 (增加)	36	332	0	332
Kariman-11	中三疊紀T2 (第二層)	200 (增加)	36	587	0	587
	概算已開發動用儲量總額	950	288	4,110	0	4,109

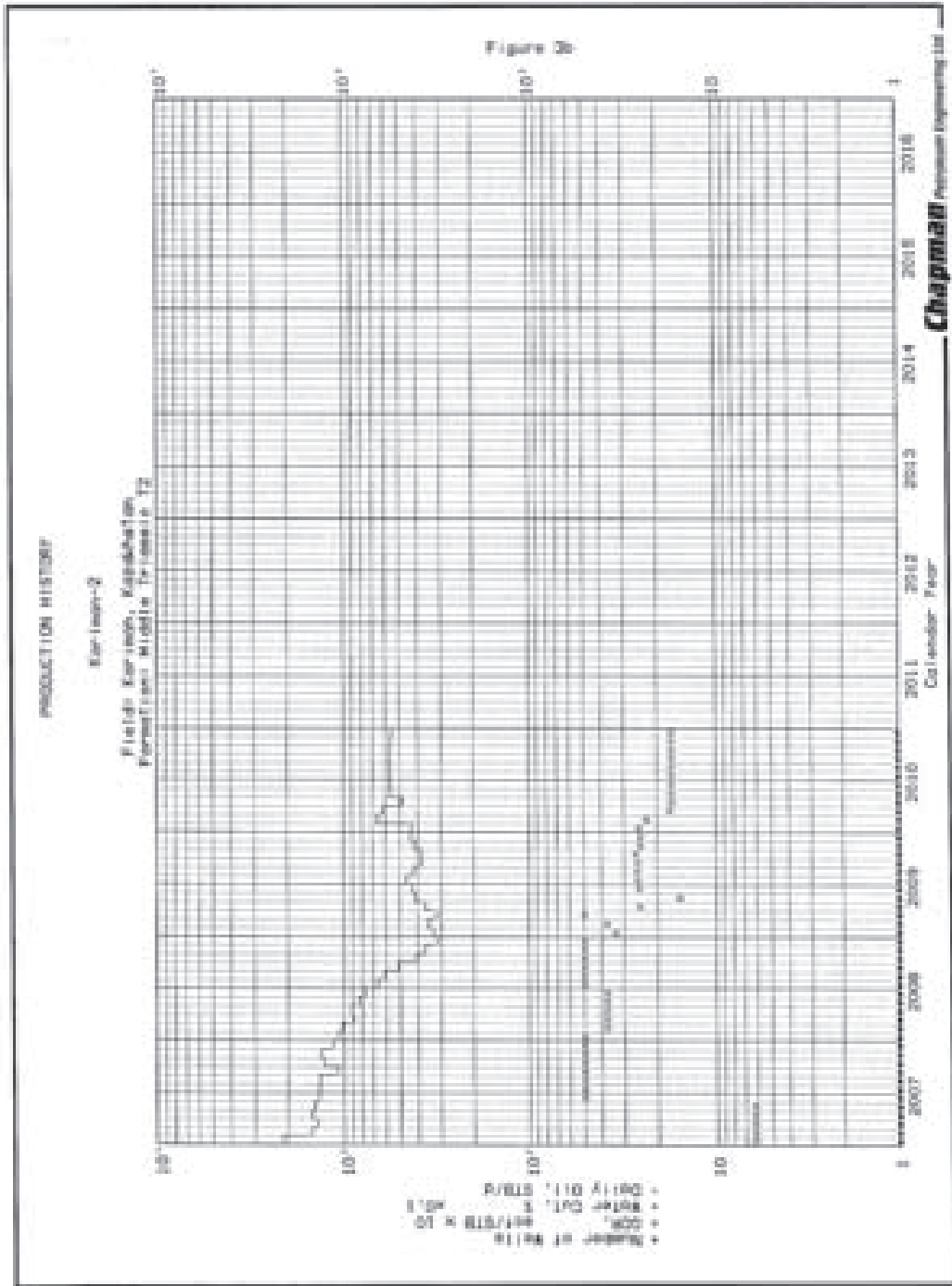
說明		現時或 初期 產量 標準桶/天	API 比重 (度)	最終 ROIP (千標準桶)	累積 產量 (千標準桶)	剩餘 ROIP (千標準桶)
概算已開發未動用儲量						
Kariman-1 側鑽B	中三疊紀T2 (第三層)	150	36	427	0	427
Kariman-2	中三疊紀T2 (第四及一層)	100 (增加)	36	288	0	288
Kariman-2	中三疊紀T2 (第三層)	100	36	409	0	409
Kariman-3	中三疊紀T2 (第五層)	50 (增加)	36	68	0	68
Kariman-4	中三疊紀T2 (第四、二”及一層)	300 (增加)	36	540	0	540
Kariman-4	中三疊紀T2 (第三層)	100	36	839	0	839
Kariman-5	中三疊紀T2 (第三層)	150	36	323	0	323
Kariman-5	中三疊紀T2 (第二及一層)	150 (增加)	36	658	0	658
Kariman-6	中三疊紀T2 (第三層)	100	36	391	0	391
Kariman-6	中三疊紀T2 (第二及一層)	300 (增加)	36	1,004	0	1,004
Kariman-6 側鑽A	中三疊紀T2 (第四層)	100 (增加)	36	397	0	397
Kariman-6 側鑽A	中三疊紀T2 (第三及二層)	300	37	475	0	475
Kariman-7	中三疊紀T2 (第六層)	100	36	275	0	275
Kariman-7	中三疊紀T2 (第三層)	100	36	513	0	513
Kariman-7	中三疊紀T2 (第二及一層)	300 (增加)	36	1,223	0	1,223
Kariman-8	中三疊紀T2 (第三層)	100	36	498	0	498
Kariman-8	中三疊紀T2 (第一層)	100 (增加)	36	192	0	192
Kariman-10	中三疊紀T2 (第四及一層)	150 (增加)	36	361	0	361
Kariman-10	中三疊紀T2 (第三層)	100	36	629	0	629
Kariman-11	中三疊紀T2 (第四及一層)	150 (增加)	36	198	0	198
Kariman-11	中三疊紀T2 (第三層)	100	36	789	0	789
	概算已開發未動用儲量總額	3,100		10,498	0	10,498
	概算已開發儲量總額	4,050		14,608	0	14,606
概算未開發儲量						
採油井位1	中三疊紀T2 (第四、二及一層)	450	36	1,248	0	1,248
採油井位2	中三疊紀T2 (第四、二及一層)	450	36	1,248	0	1,248
採油井位3	中三疊紀T2 (第四、II”、II’及一層)	600	36	1,538	0	1,538
採油井位4	中三疊紀T2 (第四、II”、II’及一層)	600	36	1,538	0	1,538
	概算未開發儲量總額	2,100		5,573	0	5,573
	概算儲量總額	6,150		20,180	0	20,179
	探明和概算儲量總額	11,146		37,440	2,829	34,611
可能儲量						
Kariman-3A	中三疊紀T2 (第三層)	150	36	620	0	620
採油井位1	中三疊紀T2 (第三層)	150	36	242	0	242
採油井位2	中三疊紀T2 (第三層)	150	36	242	0	242
採油井位3	中三疊紀T2 (第三層)	150	36	630	0	630
採油井位4	中三疊紀T2 (第三層)	150	36	630	0	630
採油井位5	中三疊紀T2 (第四、二及一層)	450	36	1,248	0	1,248
採油井位6	中三疊紀T2 (第四、二及一層)	450	36	1,248	0	1,248
	可能儲量總額	1,650		4,860	0	4,859
	探明和概算和可能儲量總額	12,796		42,300	2,829	39,470

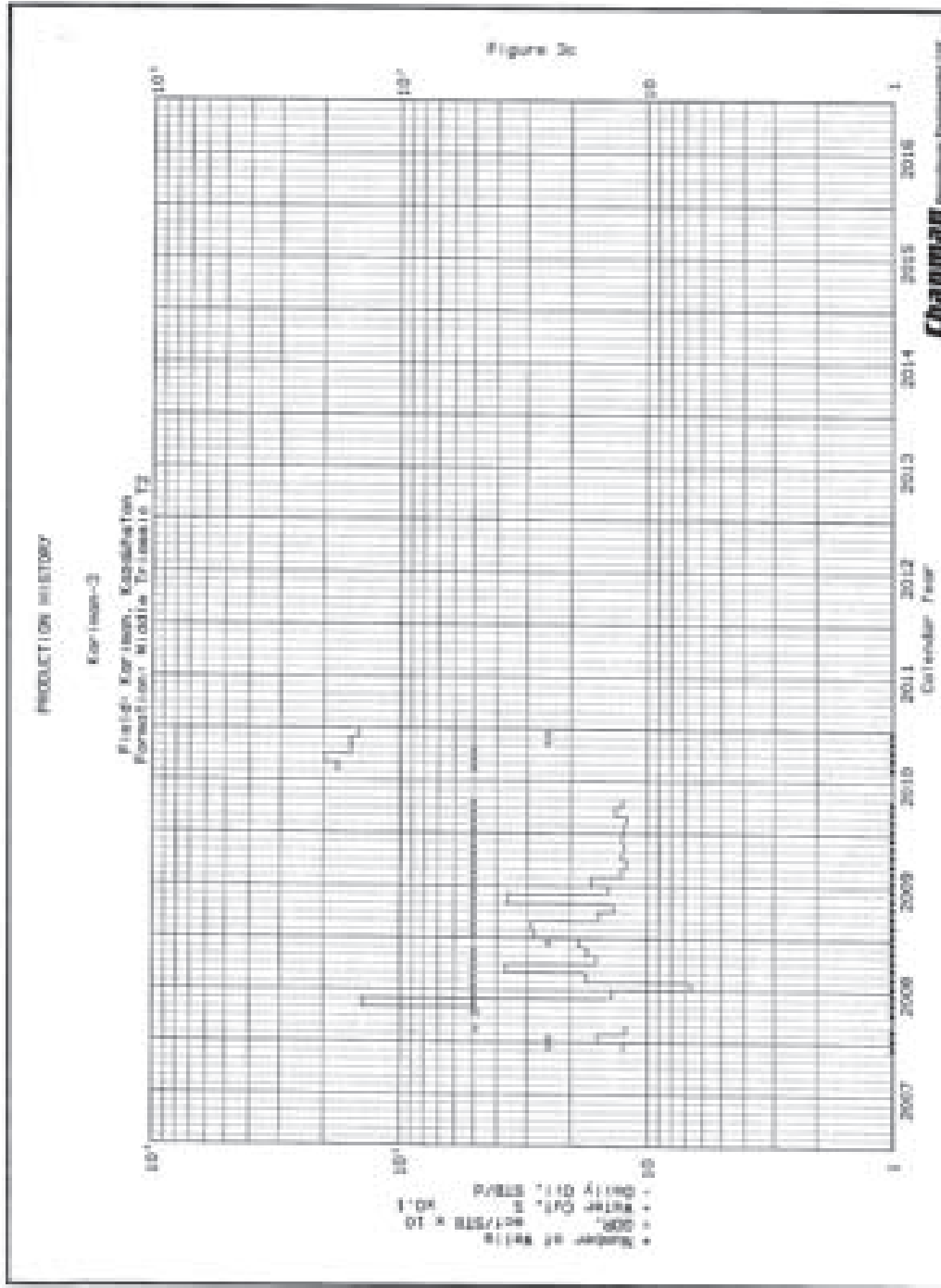
說明		現時或	最終	累積	剩餘	剩餘	層序比	液化	硫磺比率	油氣比	
		最初 產量 千標準 立方英尺/ 日	RGIP (百萬標準 立方英尺)	產量 (百萬標準 立方英尺)	RGIP (原) (百萬標準 立方英尺)	RGIP (銷售) (百萬標準 立方英尺)		天然氣 比率 桶/百萬 標準 立方英尺			標準 LT/百萬 標準 立方英尺
						參考	%				
溶解氣											
探明已開發動用儲量											
Kariman-1	中三疊紀T2 側鑽B (第四、二及一層)	131	619	23	596	554	油氣比=280標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	280
Kariman-2	中三疊紀T2 (第二層)	175	476	330	147	136	油氣比=315標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	315
Kariman-3	中三疊紀T2 Sidetrack A (第二及一層)	59	99	8	91	84	油氣比=406標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	406
Kariman-4	中三疊紀T2 (第二層)	44	505	213	292	272	油氣比=520標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	520
Kariman-5	中三疊紀T2 (第四層)	38	284	1	283	263	油氣比=816標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	816
Kariman-8	中三疊紀T2 (第二層)	68	239	107	132	122	油氣比=331標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	331
Kariman-10	中三疊紀T2 (第二層)	45	338	34	304	283	油氣比=346標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	346
Kariman-11	中三疊紀T2 (第二層)	19	364	46	317	295	油氣比=310標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	310
	探明已開發 動用儲量總額	579	2,924	762	2,162	2,010					
探明已開發未動用儲量											
Kariman-2	中三疊紀T2 (第四及一層)	95	181	0	181	169	油氣比=315標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	315
Kariman-3	中三疊紀T2 (第五層)	41	55	1	54	51	油氣比=406標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	406
Kariman-4	中三疊紀T2 (第四、 二”及一層)	312	561	0	561	522	油氣比=520標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	520
Kariman-5	中三疊紀T2 (第二及一層)	326	1,074	38	1,036	963	油氣比=816標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	816
Kariman-6	中三疊紀T2 側鑽A (第四層)	52	207	0	207	192	油氣比=260標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	260
Kariman-6	中三疊紀T2 (第二及一層)	130	522	82	440	409	油氣比=260標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	260
Kariman-7	中三疊紀T2 (第二及一層)	97	455	72	383	356	油氣比=243標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	243
Kariman-8	中三疊紀T2 (第一層)	33	91	0	91	85	油氣比=331標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	331
Kariman-10	中三疊紀T2 (第四及一層)	138	223	12	211	196	油氣比=346標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	346
Kariman-11	中三疊紀T2 (第四及一層)	93	123	0	123	114	油氣比=310標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	310
	探明已開發 未動用儲量總額	1,317	3,494	206	3,288	3,058					
	探明儲量總額	1,896	6,418	968	5,449	5,068					

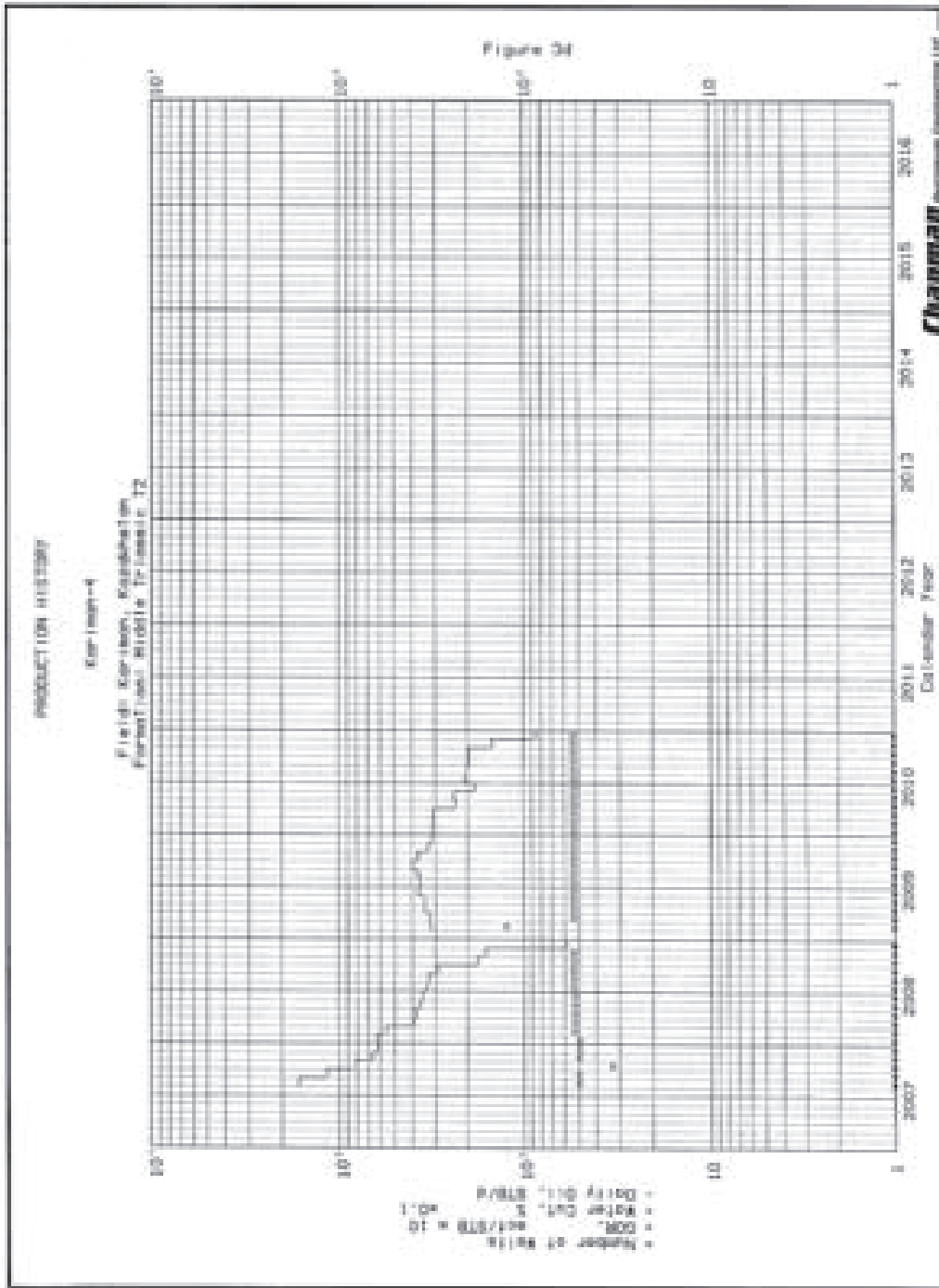
說明	現時或 最初 產量 千標準 立方英尺/ 日	最終 RGIP (百萬標準 立方英尺)	累積 產量 (百萬標準 立方英尺)	剩餘 RGIP (原) (百萬標準 立方英尺)	剩餘 RGIP (銷售) (百萬標準 立方英尺)	油氣比 標準 立方英尺/ 標準桶	層序比 %	液化 天然氣 比率 桶/百萬 標準 立方英尺	硫磺比率 LT/百萬 標準 立方英尺	油氣比 標準 立方英尺/ 標準桶	
											參考
概算儲量											
概算已開發動用儲量											
Kariman-1 側鑽B	中三疊紀T2 (第四、二及一層)	42	367	0	367	341	油氣比=280標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	280
Kariman-2	中三疊紀T2 (第二層)	16	238	0	238	222	油氣比=315標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	315
Kariman-3 Sidetrack A	中三疊紀T2 (第二及一層)	41	42	0	42	40	油氣比=406標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	406
Kariman-4	中三疊紀T2 (第二層)	52	214	0	214	199	油氣比=520標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	520
Kariman-5	中三疊紀T2 (第四層)	41	130	0	130	121	油氣比=816標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	816
Kariman-8	中三疊紀T2 (第二層)	50	149	0	149	139	油氣比=331標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	331
Kariman-10	中三疊紀T2 (第二層)	52	115	0	115	106	油氣比=346標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	346
Kariman-11	中三疊紀T2 (第二層)	62	182	0	182	169	油氣比=310標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	310
概算已開發動用儲量總額		355	1,437	0	1,437	1,337					
概算已開發未動用儲量											
Kariman-1 側鑽B	中三疊紀T2 (第三層)	42	120	0	120	111	油氣比=280標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	280
Kariman-2	中三疊紀T2 (第四及一層)	32	91	0	91	84	油氣比=315標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	315
Kariman-2	中三疊紀T2 (第三層)	32	129	0	129	120	油氣比=315標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	315
Kariman-3	中三疊紀T2 (第五層)	20	28	0	28	25	油氣比=406標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	406
Kariman-4	中三疊紀T2 (第四、 二及一層)	156	281	0	281	261	油氣比=520標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	520
Kariman-4	中三疊紀T2 (第三層)	52	437	0	437	406	油氣比=520標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	520
Kariman-5	中三疊紀T2 (第三層)	122	264	0	264	245	油氣比=816標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	816
Kariman-5	中三疊紀T2 (第二及一層)	122	537	0	537	499	油氣比=816標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	816
Kariman-6	中三疊紀T2 (第三層)	26	102	0	102	94	油氣比=260標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	260
Kariman-6	中三疊紀T2 (第二及一層)	78	261	0	261	243	油氣比=260標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	260
Kariman-6 側鑽A	中三疊紀T2 (第四層)	26	103	0	103	96	油氣比=260標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	260
Kariman-6 側鑽A	中三疊紀T2 (第三及二層)	78	123	0	123	115	油氣比=260標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	260
Kariman-7	中三疊紀T2 (第五層)	24	67	0	67	62	油氣比=243標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	243
Kariman-7	中三疊紀T2 (第三層)	24	125	0	125	116	油氣比=243標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	243
Kariman-7	中三疊紀T2 (第二及一層)	73	297	0	297	276	油氣比=243標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	243
Kariman-8	中三疊紀T2 (第三層)	33	165	0	165	153	油氣比=331標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	331
Kariman-8	中三疊紀T2 (第一層)	33	64	0	64	59	油氣比=331標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	331
Kariman-10	中三疊紀T2 (第四及一層)	52	125	0	125	116	油氣比=346標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	346
Kariman-10	中三疊紀T2 (第三層)	35	218	0	218	202	油氣比=346標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	346
Kariman-11	中三疊紀T2 (第四及一層)	47	61	0	61	57	油氣比=310標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	310
Kariman-11	中三疊紀T2 (第三層)	31	245	0	245	227	油氣比=310標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	310
概算已開發未動用儲量總額		1,138	3,840	0	3,840	3,570					
概算已開發儲量總額		1,847	6,714	0	6,714	4,907					

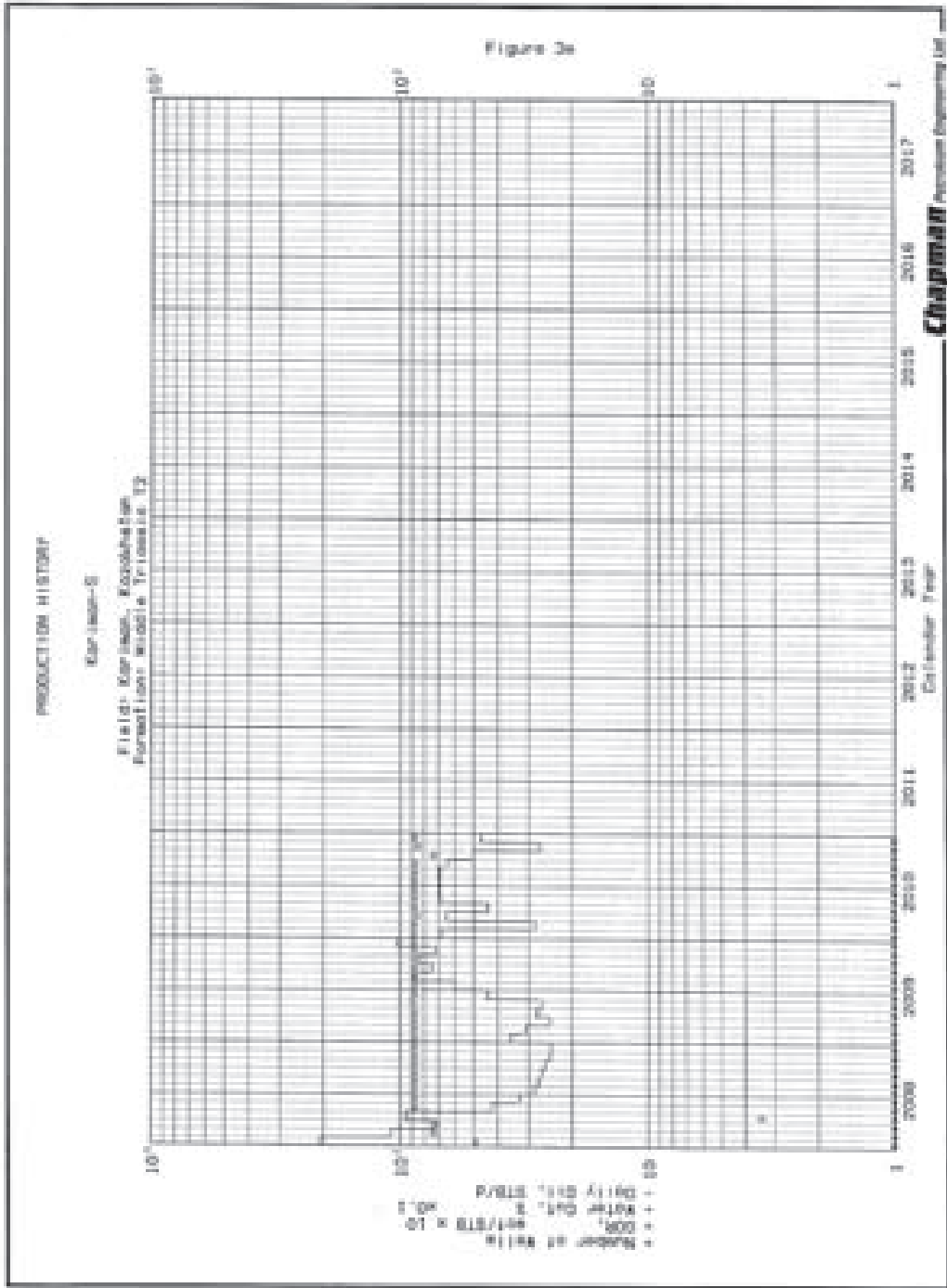
說明		現時或 最初 產量 千標準 立方英尺/ 日	最終 RGIP (百萬標準 立方英尺)	累積 產量 (百萬標準 立方英尺)	剩餘 RGIP (原) (百萬標準 立方英尺)	剩餘 RGIP (銷售) (百萬標準 立方英尺)	參考	層序比 %	液化 天然氣 比率 桶/百萬 標準 立方英尺	硫磺比率 LT/百萬 標準 立方英尺	油氣比 標準 立方英尺/ 標準桶
概算未開發儲量											
採油井位1	中三疊紀T2 (第四、二及一層)	367	1,018	0	1,018	947	油氣比=816標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	816
採油井位2	中三疊紀T2 (第四、二及一層)	367	1,018	0	1,018	947	油氣比=816標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	816
採油井位3	中三疊紀T2(第四、 二”、二’及一層)	312	800	0	800	744	油氣比=520標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	520
採油井位4	中三疊紀T2(第四、 二”、二’及一層)	312	800	0	800	744	油氣比=520標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	520
	概算未開發儲量總額	1,358	3,637	0	3,637	3,382					
	概算儲量總額	3,206	10,350	0	10,351	8,289					
	探明和概算儲量總額	5,102	16,769	968	15,800	13,357					
可能儲量											
Kariman-3	中三疊紀T2(第三層)	61	252	0	252	234	油氣比=406標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	406
採油井位1	中三疊紀T2(第三層)	122	198	0	198	184	油氣比=816標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	816
採油井位2	中三疊紀T2(第三層)	122	198	0	198	184	油氣比=816標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	816
採油井位3	中三疊紀T2(第三層)	78	327	0	327	304	油氣比=520標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	520
採油井位4	中三疊紀T2(第三層)	78	327	0	327	304	油氣比=520標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	520
採油井位5	中三疊紀T2 (第四、二及一層)	367	1,018	0	1,018	947	油氣比=816標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	816
採油井位6	中三疊紀T2 (第四、二及一層)	367	1,018	0	1,018	947	油氣比=816標準 立方英尺/標準桶	7	0	0	816
	可能儲量總額	1,196	3,338	0	3,338	3,106					
	探明和概算和 可能儲量總額	6,298	20,107	968	19,139	16,463					

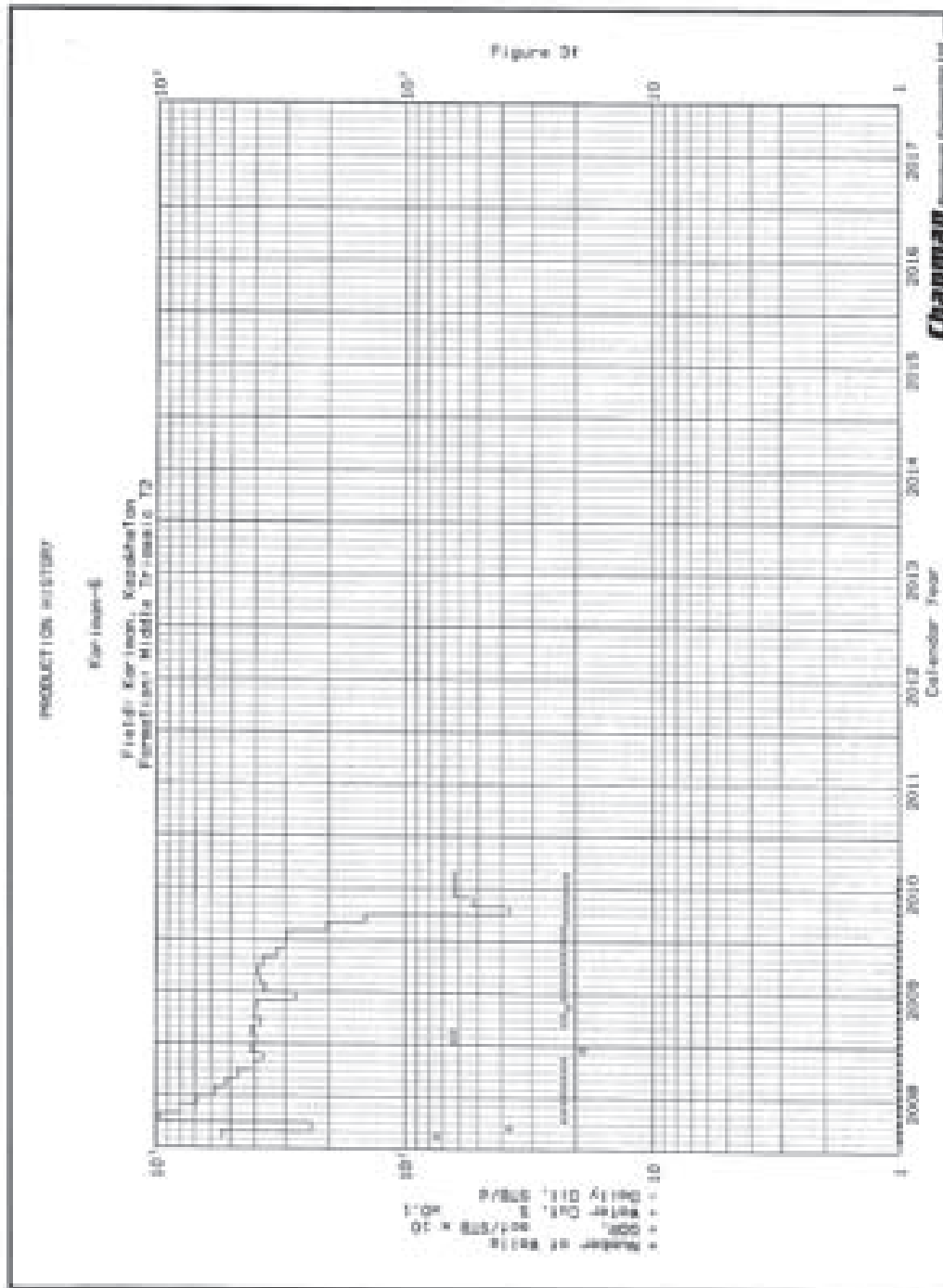


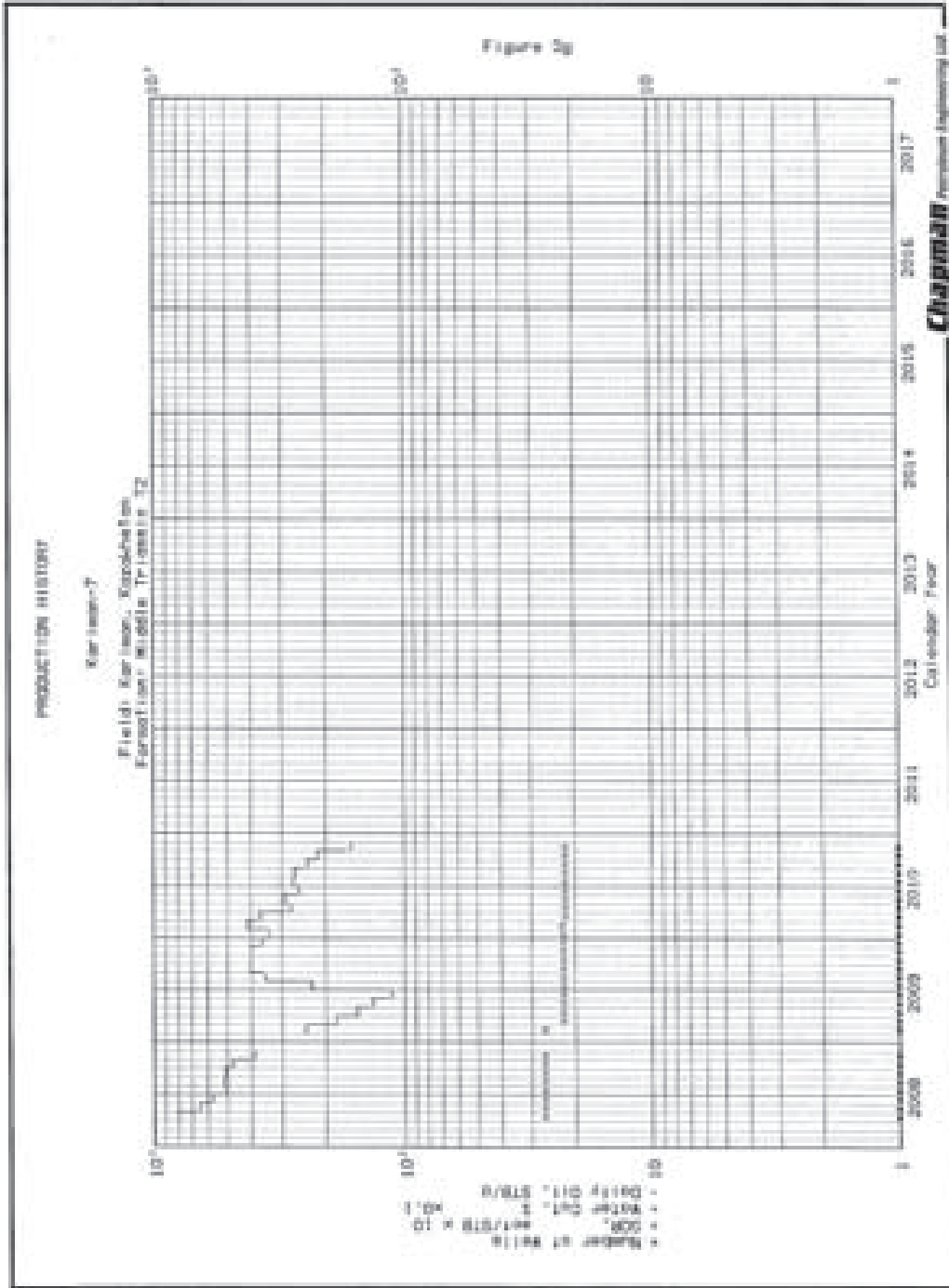


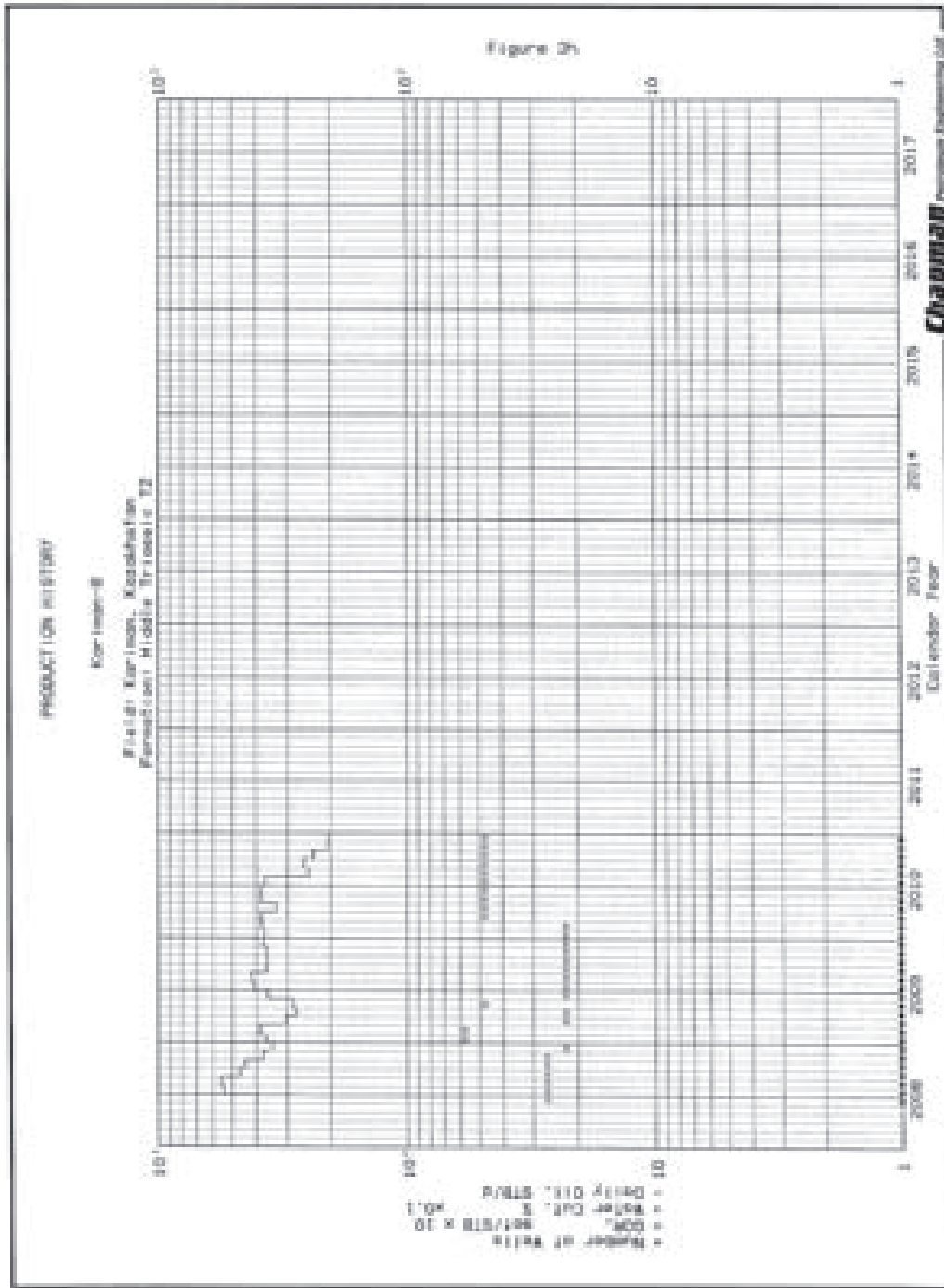


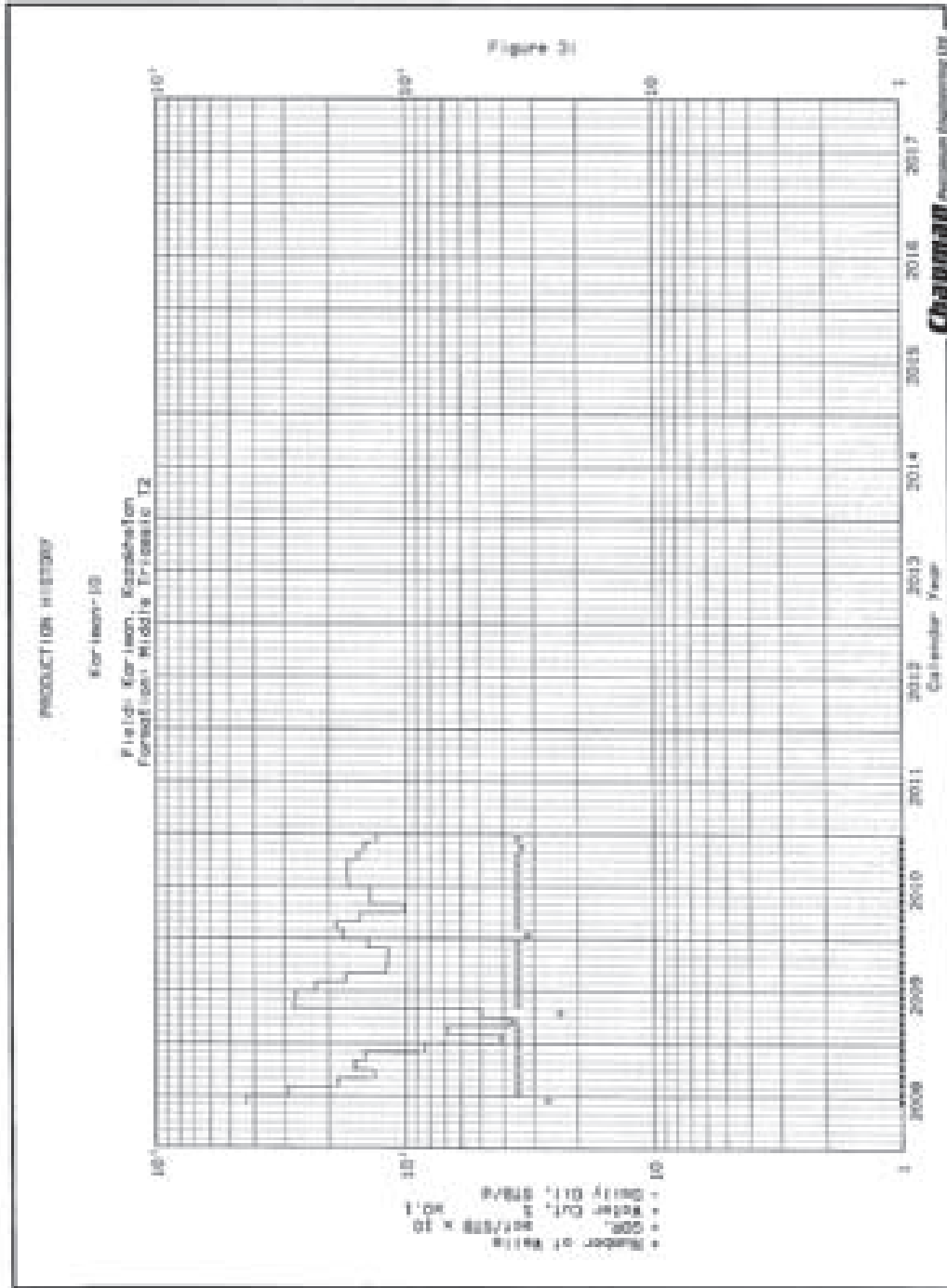


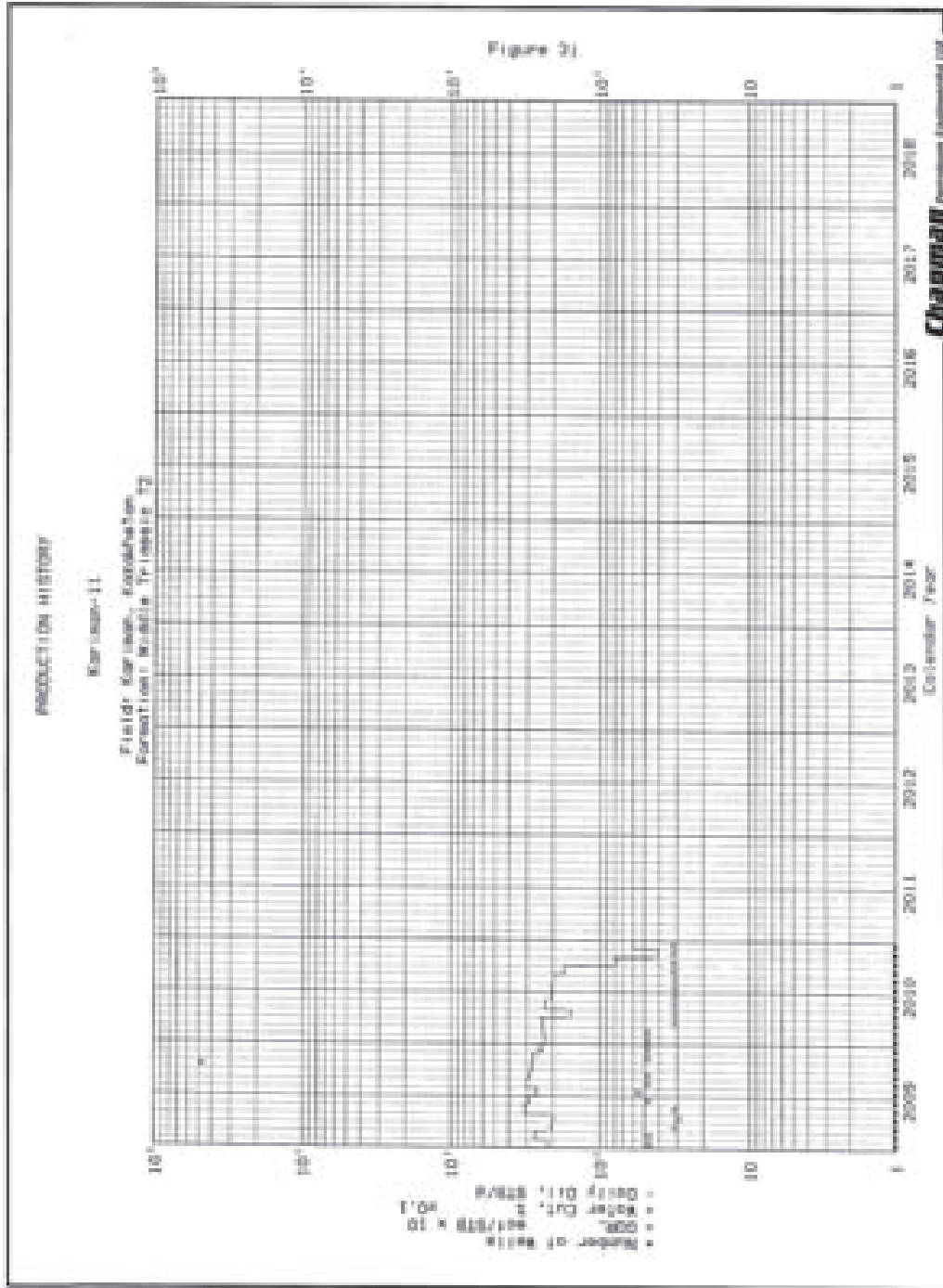












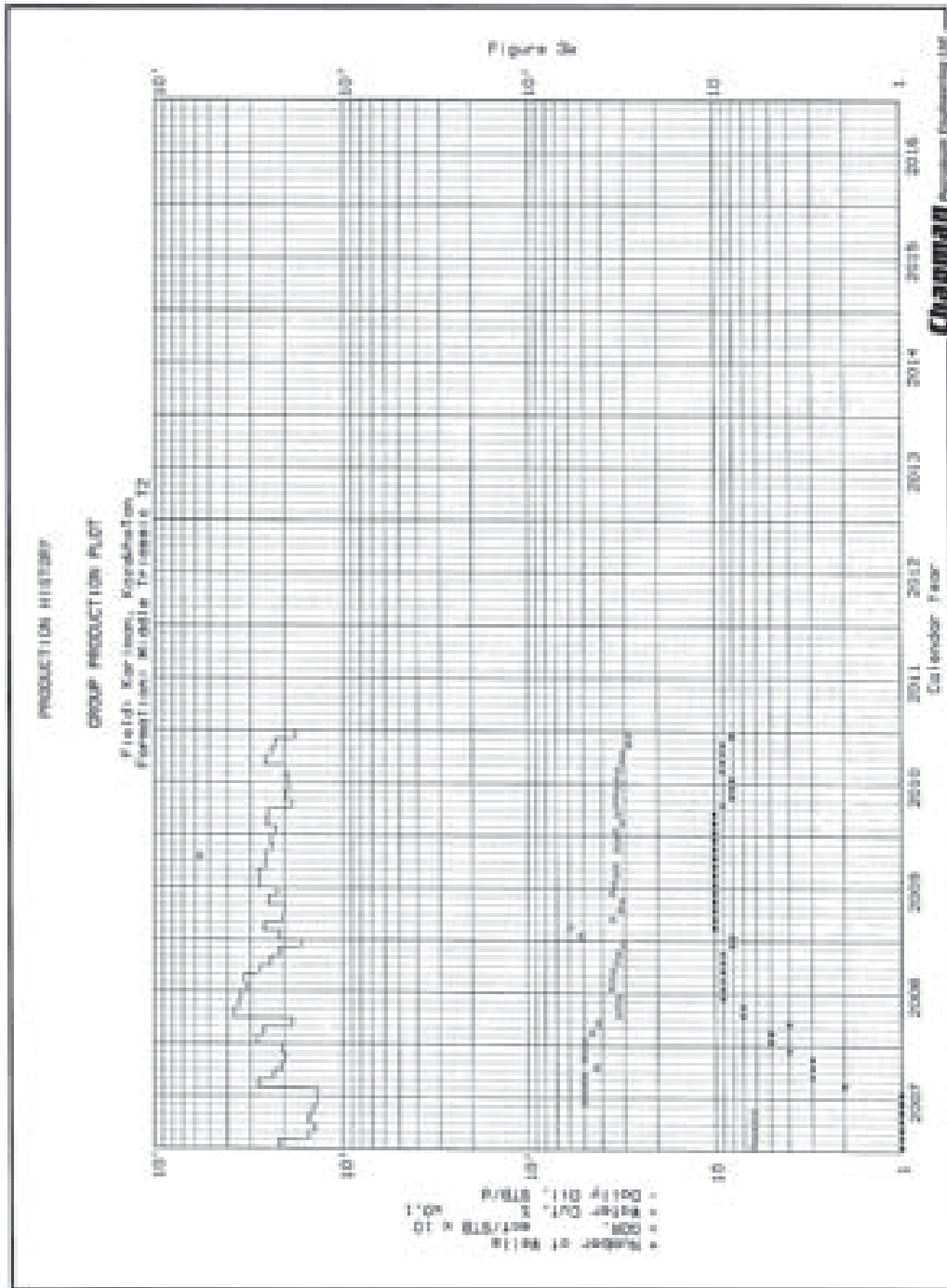


表3a

預期資本開支發展摘要

二零一一年一月一日

BMB Munai, Inc.

哈薩克斯坦共和國Kariman油田

說明	日期	作業	資本權益 %	總資本 千美元	淨資本 千美元
探明已開發動用儲量					
Kariman-3 側鑽A	2011	產油層增產處理	100.0000	200	200
Kariman-4	2011	產油層增產處理	100.0000	200	200
Kariman-5	2011	產油層增產處理	100.0000	200	200
Kariman-10	2011	產油層增產處理	100.0000	200	200
Kariman-11	2011	產油層增產處理	100.0000	200	200
		探明已開發動用儲量總額		1,000	1,000
探明已開發未動用儲量					
Kariman-2	2011	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	400	400
Kariman-3	2017	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	400	400
Kariman-4	2011	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	400	400
Kariman-5	2011	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	400	400
Kariman-6 側鑽A	2011	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	600	600
Kariman-6	2020	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	1,000	1,000
Kariman-7	2011	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	400	400
Kariman-8	2011	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	400	400
Kariman-10	2011	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	400	400
Kariman-11	2011	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	400	400
		探明已開發未動用儲量總額		4,800	4,800
		探明已開發儲量總額		5,800	5,800
		探明儲量總額		5,800	5,800

說明	日期	作業	資本權益 %	總資本 千美元	淨資本 千美元
概算儲量					
概算已開發儲量					
Kariman-1 側鑽B	2013	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	600	600
Kariman-2	2013	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	900	900
Kariman-3 側鑽A	2014	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	450	450
Kariman-3	2019	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	450	450
Kariman-4	2013	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	1,000	1,000
Kariman-5	2013	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	1,000	1,000
Kariman-6 側鑽A	2013	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	1,000	1,000
Kariman-6	2022	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	800	800
Kariman-7	2013	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	800	800
Kariman-8	2013	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	800	800
Kariman-10	2013	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	800	800
Kariman-11	2013	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	800	800
概算已開發儲量總額				9,400	9,400
概算未開發儲量					
採油井位1	2015	鑽井、完井及連接油井	100.0000	8,500	8,500
採油井位2	2015	鑽井、完井及連接油井	100.0000	8,500	8,500
採油井位3	2015	鑽井、完井及連接油井	100.0000	8,500	8,500
採油井位4	2015	鑽井、完井及連接油井	100.0000	8,500	8,500
集氣設施	2015	興建及連接集氣設施	100.0000	5,000	5,000
概算未開發儲量總額				39,000	39,000
概算儲量總額				48,400	48,400
探明和概算儲量總額				54,200	54,200
可能儲量					
Kariman-3 側鑽A	2013	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	600	600
採油井位1	2016	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	450	450
採油井位2	2016	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	450	450
採油井位3	2016	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	450	450
採油井位4	2016	重新完井及與額外層段匹配	100.0000	450	450
採油井位5	2017	鑽井、完井及連接油井	100.0000	8,500	8,500
採油井位6	2017	鑽井、完井及連接油井	100.0000	8,500	8,500
可能儲量總額				19,400	19,400
已探明外加概算及可能儲量總額				73,600	73,600

附註：上述資本值以現時美元表示，並無調高。

表3b

預期資本開支摘要
棄置和恢復
二零一一年一月一日

BMB Munai, Inc.

哈薩克斯坦共和國Kariman油田

說明	年份	油井參數	資本權益 %	總資本 千美元	淨資本 千美元
Kariman-1B		多層產油井	100.0000	50	50
Kariman-2		多層產油井	100.0000	50	50
Kariman-3		多層產油井	100.0000	50	50
Kariman-3A		多層產油斜井	100.0000	50	50
Kariman-4		多層產油井	100.0000	50	50
Kariman-5		多層產油井	100.0000	50	50
Kariman-6		多層產油井	100.0000	50	50
Kariman-6A		多層產油斜井	100.0000	50	50
Kariman-7		多層產油井	100.0000	50	50
Kariman-8		多層產油井	100.0000	50	50
Kariman-10		多層產油井	100.0000	50	50
Kariman-11		多層產油井	100.0000	50	50
6個採油井位		多層產油井	100.0000	300	300
		棄置和恢復總額		900	900

Table 4
Summary of Property, Plant and Equipment
Wah Kwong Ltd.
January 1, 2017
Chinese Accounts

(Amounts in HK\$)

Description	Balance at 2017		Additions		Disposals		Depreciation		Balance at 2018	
	Cost	Accumulated Depreciation	Cost	Accumulated Depreciation	Cost	Accumulated Depreciation	Cost	Accumulated Depreciation	Cost	Accumulated Depreciation
Construction Plant										
Tractor 1	1,000	1,000	500	500	0	0	100,000	100,000	1,500	2,000
Tractor 2	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 3	200	200	50	50	0	0	1,000	1,000	350	350
Tractor 4	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 5	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 6	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 7	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 8	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 9	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Total Property, Plant and Equipment	1,000	1,000	1,050	1,050	0	0	100,000	100,000	1,500	2,000
Construction Plant										
Tractor 1	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 2	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 3	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 4	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 5	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 6	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 7	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 8	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 9	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Total Property, Plant and Equipment	1,000	1,000	1,050	1,050	0	0	100,000	100,000	1,500	2,000
Plant and Equipment										
Tractor 1	1,000	1,000	500	500	0	0	100,000	100,000	1,500	2,000
Tractor 2	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 3	200	200	50	50	0	0	1,000	1,000	350	350
Tractor 4	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 5	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 6	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 7	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 8	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 9	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Total Property, Plant and Equipment	1,000	1,000	1,050	1,050	0	0	100,000	100,000	1,500	2,000
Plant and Equipment										
Tractor 1	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 2	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 3	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 4	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 5	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 6	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 7	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 8	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 9	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Total Property, Plant and Equipment	1,000	1,000	1,050	1,050	0	0	100,000	100,000	1,500	2,000
Plant and Equipment										
Tractor 1	1,000	1,000	500	500	0	0	100,000	100,000	1,500	2,000
Tractor 2	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 3	200	200	50	50	0	0	1,000	1,000	350	350
Tractor 4	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 5	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 6	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 7	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 8	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 9	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Total Property, Plant and Equipment	1,000	1,000	1,050	1,050	0	0	100,000	100,000	1,500	2,000
Plant and Equipment										
Tractor 1	1,000	1,000	500	500	0	0	100,000	100,000	1,500	2,000
Tractor 2	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 3	200	200	50	50	0	0	1,000	1,000	350	350
Tractor 4	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 5	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 6	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 7	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 8	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Tractor 9	100	100	100	100	0	0	10,000	10,000	200	200
Total Property, Plant and Equipment	1,000	1,000	1,050	1,050	0	0	100,000	100,000	1,500	2,000

All assets measured at cost.
 Some assets are the title of the Company's vehicles which have been registered in the name of the employees.
 The amounts are the net of the Company's liability under fully depreciated lease contracts for the assets mentioned in the preceding table.
 Depreciation is calculated on a straight-line basis over the useful life of the assets.

Chapman Account Engineering Ltd.

TABLE 10
REVENUE AND EXPENDITURE STATEMENT

Revenue and Expenditure Statement for the year ended 31st December 2014

Revenue: 2014: 2,000,000; 2013: 1,800,000; 2012: 1,600,000

Expenses: 2014: 1,500,000; 2013: 1,400,000; 2012: 1,300,000

Profit before tax: 2014: 500,000; 2013: 400,000; 2012: 300,000

Tax expense: 2014: 100,000; 2013: 80,000; 2012: 60,000

Profit after tax: 2014: 400,000; 2013: 320,000; 2012: 240,000

Dividend paid: 2014: 200,000; 2013: 160,000; 2012: 120,000

Retained profit: 2014: 200,000; 2013: 160,000; 2012: 120,000

Balance at start of year: 2014: 1,000,000; 2013: 800,000; 2012: 600,000

Balance at end of year: 2014: 1,200,000; 2013: 960,000; 2012: 720,000

Notes: 1. Revenue includes interest income of 50,000 in 2014, 40,000 in 2013, and 30,000 in 2012. 2. Expenses include depreciation of 100,000 in 2014, 90,000 in 2013, and 80,000 in 2012. 3. Tax expense is based on the profit before tax at the applicable rate of 20%. 4. Dividend paid is in respect of the year ended 31st December 2014.

Chapman Permitted Engineering Ltd

Table 10

PROPERTIES OF REINFORCING BARS

PROPERTIES OF REINFORCING BARS (continued)

REINFORCING BARS: HRB 400, HRB 500, HRB 600, HRB 700, HRB 800, HRB 900, HRB 1000

REINFORCING BARS: HRB 400, HRB 500, HRB 600, HRB 700, HRB 800, HRB 900, HRB 1000

Bar Size	HRB 400				HRB 500				HRB 600				HRB 700				HRB 800				HRB 900				HRB 1000			
	Yield	Tensile	Elongation	Modulus	Yield	Tensile	Elongation	Modulus	Yield	Tensile	Elongation	Modulus	Yield	Tensile	Elongation	Modulus	Yield	Tensile	Elongation	Modulus	Yield	Tensile	Elongation	Modulus	Yield	Tensile	Elongation	Modulus
10	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
12	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
14	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
16	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
18	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
20	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
22	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
25	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
28	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
32	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
36	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
40	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
44	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
48	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
52	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
56	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
60	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
64	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
68	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
72	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
76	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
80	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
84	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
88	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
92	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
96	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200
100	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200	415	550	14	200

Chapman Premium Engineering Ltd.

附錄A
哈薩克斯坦共和國
ADEK區塊（合約地區）
遠景資源量

索引

討論

緒言

所有權

勘探歷史

地質

潛在資源

附件

表1： 遠景資源量摘要

圖1A： 經擴大許可證區域結構圖－三疊紀

圖2A： ADEK區塊：構造圖－侏羅紀

表3A： ADEK區塊：地質地層圖

哈薩克斯坦共和國
ADEK 區塊 (合約地區)
遠景資源量
討論

緒言

本報告載有賦予ADEK區塊的遠景資源量的資料。本資料乃根據日期為二零零六年三月二十三日的「潛在資源評估－ADE區塊及經擴大許可證區域」報告編製，並更新至二零一零年十二月三十一日。

資源已於現有Aksaz、Dolinnoe、Emir及Kariman的現有油田的侏羅紀地層，另加一個已開發結構Borly中識別。三疊紀資源已於經擴大區域未開發結構Borly及Esen中識別。

所有權

貴公司擁有被稱作ADEK區塊的「許可證」及「勘探合同」的100%開採權益，ADEK區塊位於哈薩克斯坦境內的Mangistau Oblast，距離哈薩克斯坦共和國（哈薩克斯坦共和國）阿克套約50公里。

許可證最初於一九九九年授出，而勘探合同則由前身公司於二零零零年六月九日訂立。許可證及合同面積均於二零零二年九月二十三日指派給 貴公司。經擴大許可證區域於二零零四年確定。

許可證及勘探合同授予權力，以在相關區塊進行勘探及開發活動。勘探合同的年期最初為五年，但其已獲延長，目前的到期日期為二零一三年一月九日。

顯示油藏結構的區塊地圖載於圖1A及2A。

勘探歷史

四個油田(Aksaz、Dolinnoe、Emir及Kariman)已於ADEK區塊發現，該等油田均從三疊紀地層生產。

此區塊與擁有最新的三維地震覆蓋。根據三維地震解釋，已於經擴大許可證區域識別三個三疊紀地層，其中一層Kariman已被開發，並在10個油井生產。其他兩個結構Borly及Esen預期與Dolinnoe三疊紀油藏類似，其乃於ADEK區塊生產。

此外，已於原ADE區塊(Aksaz、Dolinnoe及Emir)以及經擴大許可證區域(Kariman及Borly)識別五個侏羅紀結構。

ADEK區塊有24個已鑽探油井，其中16個目前的總產量為2,572標準桶／天。

地質

ADEK區塊位於Mangistau Ustyrt Central High邊緣地區，該地區擁有多個在產油田。經擴大許可證區域包含64,247畝（260平方公里）土地，東部毗鄰原區塊。典型的油藏是一個包括多個斷塊的斷背斜。主要產油層為中三疊紀碳酸岩。最新的三維地震亦已識別侏羅紀結構。

油氣圈閉在Beke-Bashkudsky高地與Karagiin凹谷的過渡帶內形成。

中三疊紀的生產資源包括上部的石灰岩及下部的白雲岩。三疊紀位於深度為3,100米至3,700米處。與經擴大許可證區域的產油層相似，位於 貴公司ADEK區塊的Dolinnoe油田亦在三疊紀地層生產。

ADEK區塊尚未在侏羅紀地層生產，但許多周邊油田正在從侏羅紀生產或已對侏羅紀進行測試。該等油田當中的三個－西北Zhetybai、Asar及Airantakyr－已被用作侏羅紀的類比。侏羅紀產油地層位於深度為1950米至2640米處，並以砂岩及alevrolites為代表，平均孔隙度為20%。

目的層位於侏羅紀及三疊紀油藏。侏羅紀地層以砂岩為代表，而三疊紀地層以石灰岩和白雲岩為代表。

顯示目的層的地質地層圖載於圖3A。

潛在資源

Kariman三疊紀結構已完全開發及被賦予儲量。

根據Dolinnoe油田的最新三維地震及油藏參數所顯示的封閉區域，已就經擴大許可證區域兩個已識別三疊紀地層（Borly及Esen）估算的潛在資源為139.1百萬標準桶及1,560億立方英尺溶解氣。

已就原ADE區塊三個構造(Aksaz、Dolinnoe、Emir)的侏羅紀地層及經擴大許可證區域兩個結構(Borly、Kariman)的侏羅紀地層估算的潛在資源為25.3百萬標準桶。估算乃根據鄰近油田西北Zhetybai、Airantakyr及Asar的最新三維地震及油藏參數所顯示的封閉區域得出。

成功的機率已釐定為15%。此前景的主要風險為可能遇上無法達到商業產出率的劣質油藏。

於風險前後賦予各構造的資源以及風險因素的詳盡明細呈列於表1。

表1

遠景資源量摘要
二零一一年一月一日

BMB Munai, Inc.

哈薩克斯坦共和國
ADEK區塊

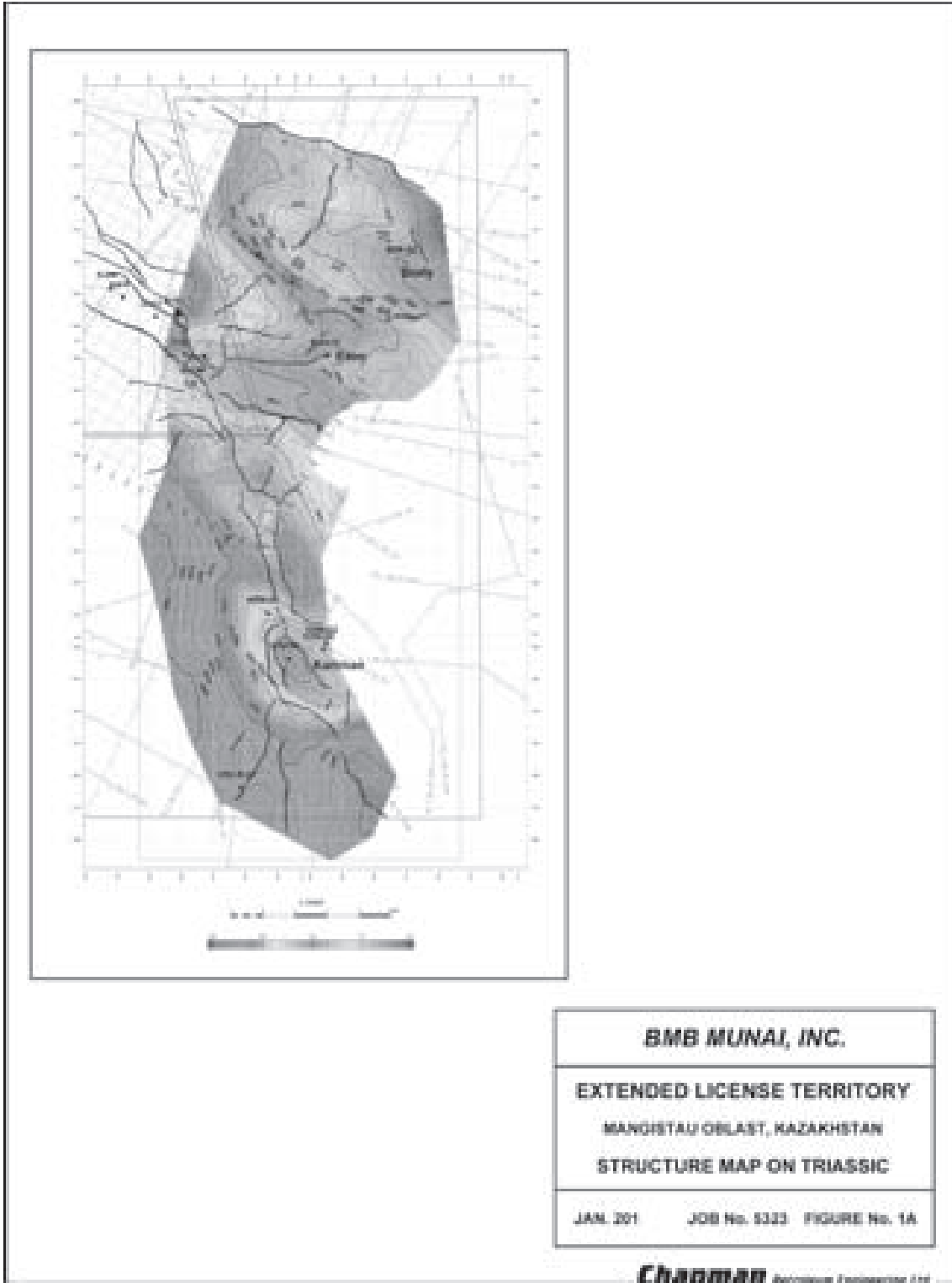
說明	封閉區域， 畝	預期油井 數目	最終資源 (風險前)			最終資源 (風險後) ²		
			石油， 千標準桶	氣油，十億 標準立方英尺	碳氫化合物， 千桶油當量	石油， 千標準桶	氣油，十億 標準立方英尺	碳氫化合物， 千桶油當量
三疊紀								
ADE區塊延伸								
Borly	5,120	32	117,413	132	139,413	17,612	20	20,912
Esen	1,920	12	21,686	24	25,716	3,253	4	3,857
Kariman	/	2,240	0	0	0	0	0	0
三疊紀儲量總額	9,280	44	139,099	156	165,129	20,865	23	24,769
侏羅紀								
ADE區塊延伸								
Borly	1,500	12	7,076	0	7,076	1,061	0	1,061
Kariman	2,640	17	12,420	0	12,420	1,863	0	1,863
原ADE區塊								
Aksaz	160	1	753	0	753	113	0	113
Dolinnoe	760	6	3,576	0	3,576	536	0	536
Emir	320	2	1,506	0	1,506	226	0	226
侏羅紀儲量總額	5,380	38	25,331	0	25,331	3,800	0	3,800
總計	14,660	82	164,430	156	190,460	24,665	23	28,569

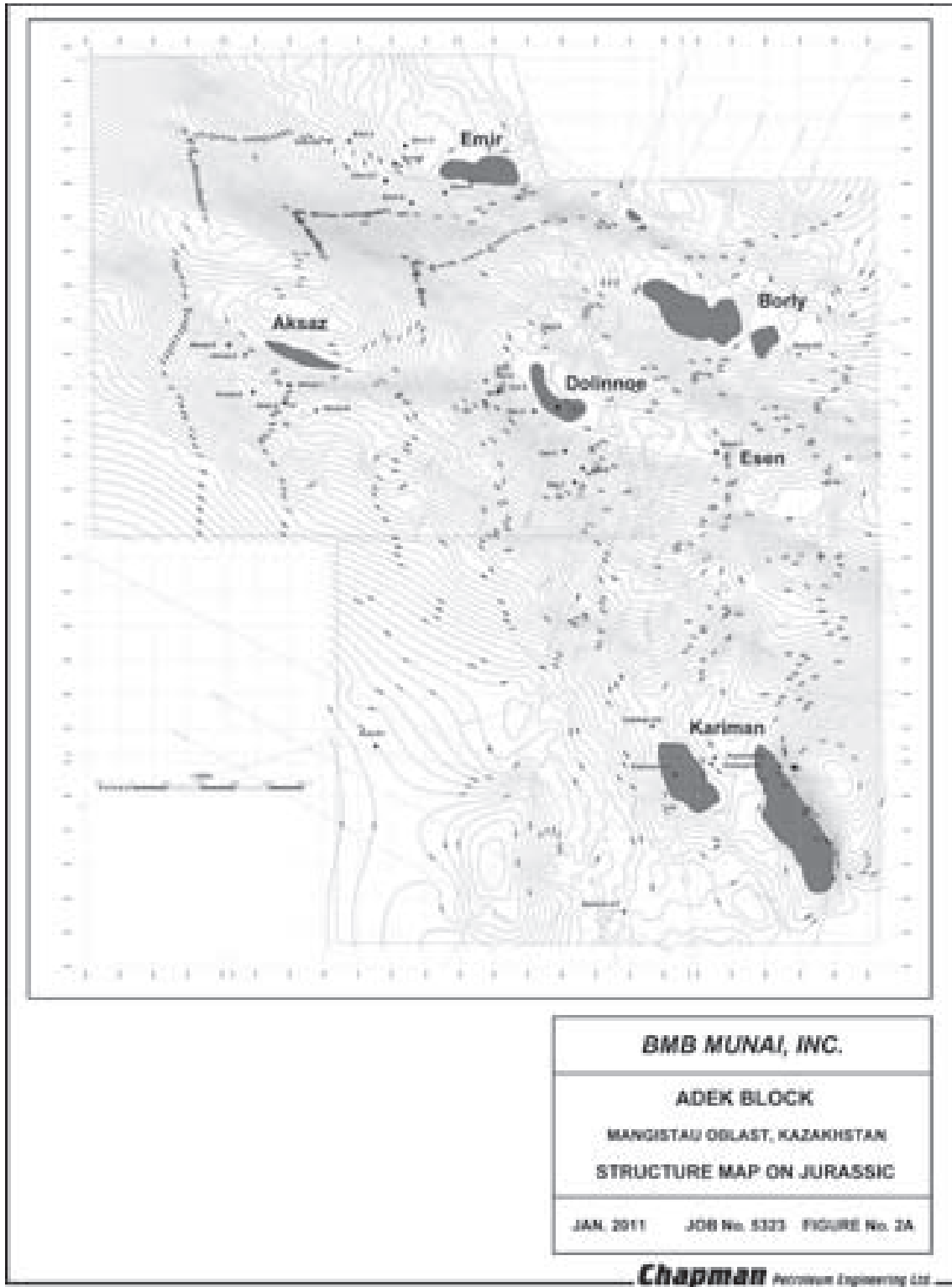
附註：

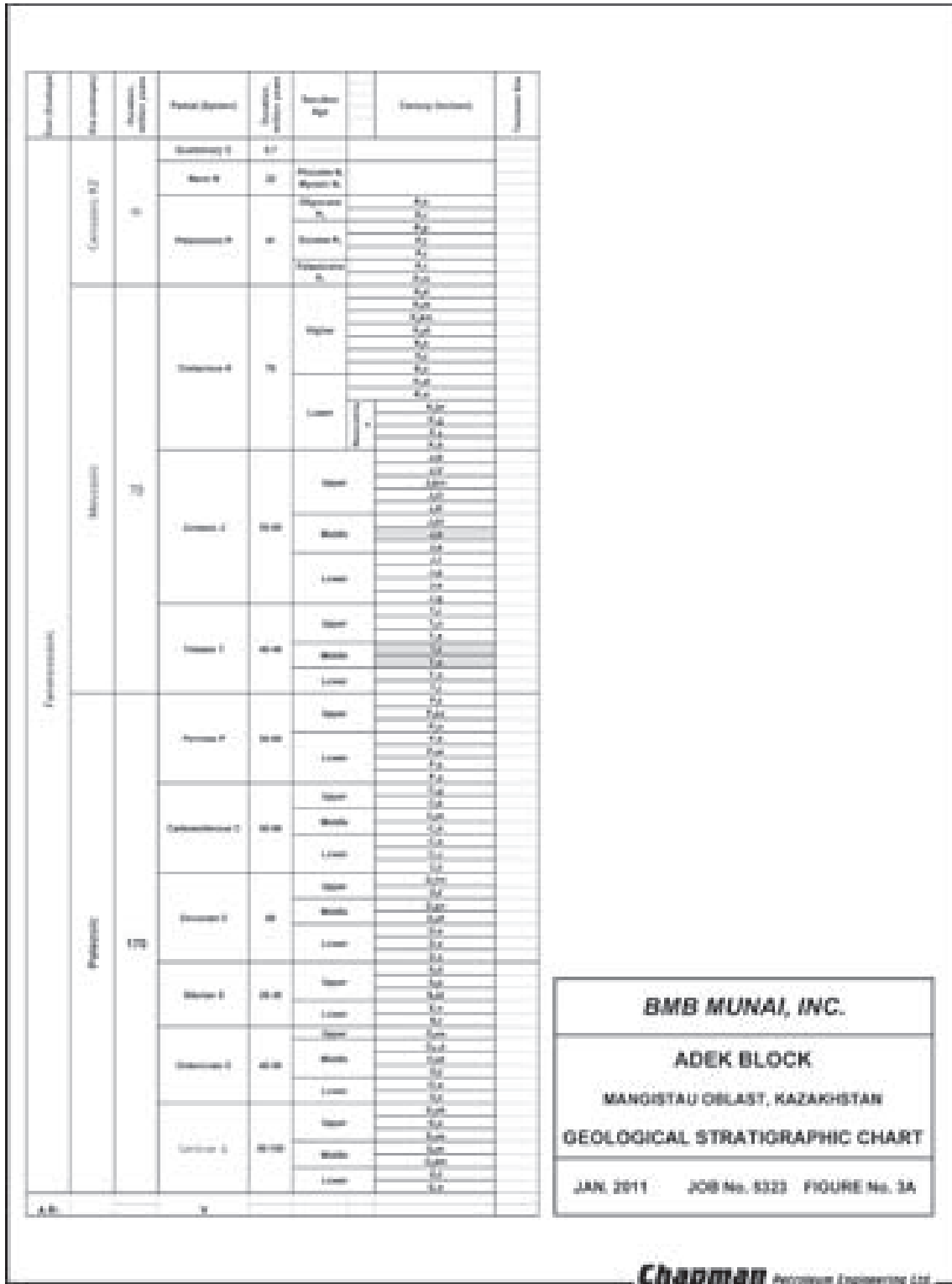
1 Kariman三疊紀結構已完全開發及被賦予儲量。

2 成功可能性 – 15%按下列計算：

	可能性因素
i) 資源	0.90
ii) 油藏	0.45
iii) 圈閉／密封	0.60
iv) 時間／運移	0.90
地質支撐點	0.21
商業因素	0.70
成功可能性	0.15







附錄B
哈薩克斯坦共和國
ADEK 區塊 (合約區域)
實地考察

討論

於二零零四年七月， 貴公司對Aksaz、Dolinnoe及Emir三個哈薩克斯坦油田進行實地考察。

Chapman Petroleum Engineering Ltd.的考察人員包括總裁Chapman, P.Eng. 先生及國際和特殊項目經理Denis Briere, P.Eng. 先生，彼等考察了BMB Munai Inc.的阿拉木圖總辦事處及阿克套油田辦事處，彼等審閱了於勘探該等三個油田期間內所收集的油井數據及資料。於本次實地考察期間內，曾收集及核證對於符合編製首份報告的規定而言屬充足的資料。其後，彼等每年持續傳送用以更新ADEK報告的資料。

於BMB Munai Inc./Emir Oil LLP作為我們的客戶的七年期間內，我們未曾發現自彼等取得所需資料有任何困難。彼等的人員已被證實非常專業，並充分回應我們的所有查詢。

由於評估所需的一切資料均可透過電子方式即時自 貴公司取得，故毋須進行進一步實地考察。我們已通過穀歌地球軟件確認所有油井的存在及位置。於以往年度，Emir油田的人員曾考察了我們位於卡爾加里的辦事處。

確認客戶會議及實地考察ADE區塊的照片見圖1B。



Office Meeting: Data Gathering and Review



Well Dolinnoe-1



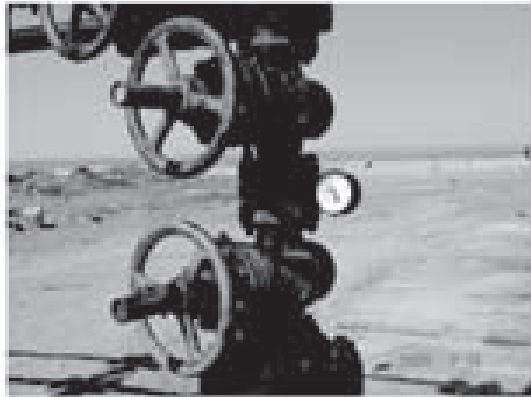
Well Dolinnoe-2



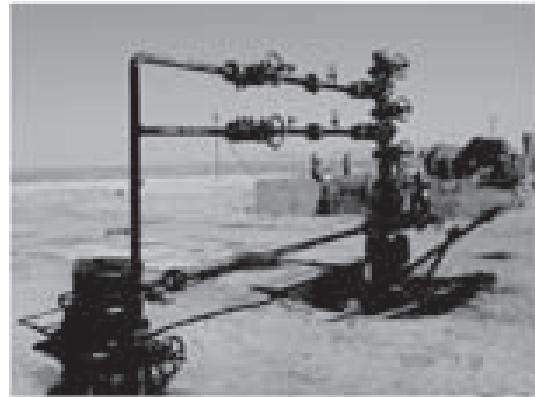
Dolinnoe Facilities

BMB MUNAI, INC.
ADEK BLOCK
MANGISTAU OBLAST, KAZAKHSTAN
2004 SITE VISIT PHOTOS
JAN. 2011 JOB No. 5323 FIGURE No. 1B

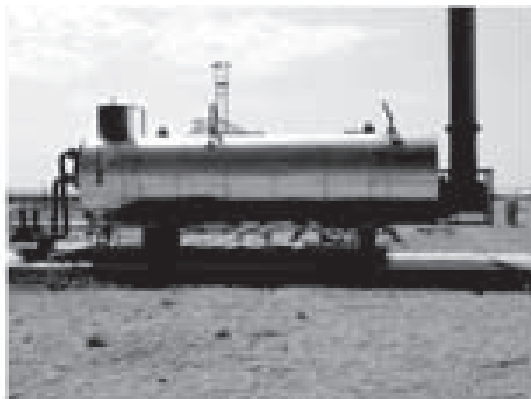
Chapman Petroleum Engineering Ltd.



Emir-1 Wellhead



Well Emir-1



Emir Oil Facilities



Al Emir Field

BMB MUNAI, INC.

ADEK BLOCK

MANGISTAU OBLAST, KAZAKHSTAN

2004 SITE VISIT PHOTOS

JAN. 2011 JOB No. 5323 FIGURE No. 1B Cont.

Chapman Petroleum Engineering Ltd.

技術詞彙
(簡稱及釋義)

除所得稅前	指	除所得稅前
除所得稅後	指	除所得稅後
千美元	指	數千美元
生效日期	指	生效日期。確定未來現金流量現值及儲量類別的日期
布倫特	指	北海油田 – 用作比較油價的原油通用提述
每平方吋絕對磅數 (psia)	指	每平方吋絕對磅數
千標準桶	指	數千儲罐桶石油 (油量為60 F及14.65 psia)
百萬標準立方英呎	指	數百萬標準立方英呎氣體 (氣體量為60 F及14.65 psia)
桶	指	桶
千桶	指	數千桶
百萬英熱單位	指	百萬英熱單位 – 天然氣的燃燒值
標準桶／天	指	每天生產的儲罐桶油 – 油產量
千標準立方英呎／天	指	每天生產的數千標準立方英呎氣體 – 氣體產量
油氣比 (標準 立方英呎／標準桶)	指	油氣比 (每儲罐桶油的標準立方英呎溶解氣)
米方鑽桿補芯	指	米方鑽桿補芯 – 就位於鑽機所在地面上的方鑽桿補芯而言的井深。方鑽桿補芯為於鑽井作業期間所有測深的通用提述。
提高原油採收率	指	提高原油採收率

吉焦耳	指	吉焦耳
可售天然氣	指	符合銷售規格的天然氣（不論其屬天然性質還是因加工原天然氣而得）。油田及廠房燃料以及運至銷售點的油損必須自可售數量扣除。可售天然氣的燃燒值可能會差別很大，取決於其成份；因此，數量一般不僅以容積表示，亦會以能含量表示。儲量一般會呈報為可售數量。
液化天然氣	指	該等可作為液體自天然氣收回的碳氫化合物成份，包括但不限於乙烷、丙烷、戊烷加冷凝物以及少量非碳氫化合物
原氣	指	於加工前自油藏開採出來的天然氣。其屬氣體狀況，而其容積乃被計量或估算，並可能包括不同數量的較重碳氫化合物（其可於大氣狀況下液化）及水氣；亦可能含有硫及氣體非碳氫化合物。原天然氣一般不適合作最終使用。

敬啟者：

關於：公司聲明函件

就於截至二零二零年十二月三十一日（生效日期）止年度評估本公司的油氣儲量及對該等儲量的經濟價值進行獨立評估而言，我們謹此確認，據我們於儲量評估生效日期及（如適用）迄今所知及所信，下列於進行評估期間內向閣下提供的聲明及資料乃：

1. 我們（MI能源控股有限公司（客戶））已向閣下（Chapman Petroleum Engineering Ltd.（評估人））提供若干有關經評估資產的若干記錄、資料及數據，而我們確認其（不重大項目除外）於儲量評估生效日期屬完整及準確，包括下列各項：
 - 會計、財務、稅項及合約數據；
 - 資金所有權及相關產權負擔資料；
 - 有關產品營銷、運輸及加工安排的詳情；
 - 所有技術資料，包括地質、工程及生產和測試數據；
 - 未來棄置及恢復成本的估計。
2. 我們確認，據我們所知，向閣下提供的所有財務及會計資料（就個別實體或整體）與本公司作公開披露及審核用途所呈報的資料完全一致。
3. 我們確認，本公司對所有已獲提供準確及最新所有權資料的資產（不論屬有形、無形或其他形式）擁有令人信納的所有權。
4. 就有關產品營銷、運輸及加工安排而向閣下提供的所有資料而言，我們

確認，我們已向閣下披露有關該等安排而可能合理預期對本公司的儲量及未來收益淨額的評估有重大影響的所有預計變動、終止及添置。

5. 就屬不重大性質的可能例外項目而言，我們確認，下列項目於評估日期：
- 就閣下已評估的所有經營資產而言，除已向閣下披露者外，經營狀況或本公司已採用的方法於過去十二(12)個月內概無發生或合理預期將發生任何變動。就非經營資產而言，我們已向閣下知會我們已經發現的任何有關變動。
 - 已取得使經評估資產持續進行未來經營及生產所需的所有監管、許可證及執照，而除已向閣下披露者外，概無有關經評估資產的指示、命令、處罰或監管判定已經生效或預期生效。
 - 除已向閣下披露者外，於評估生效日期前整個三個月期間內生效的各經評估油井或實體的生產趨勢及狀態，與於緊接此三個月期間前同一油井或實體存在的趨勢及狀態一致。
 - 除已向閣下披露者外，我們並無有關經評估資產的所有權、開發或經營而可合理預期對經評估資產的生產水平或儲量開採有重大影響的計劃或意向。
 - 倘本公司的經營表現於生效日期後及報告數據前有屬不利性質的重大變動，我們將會於要求閣下批准任何儲量資料公開披露前向閣下知會有關重大變動。
6. 我們謹此確認，本公司已在所有重要方面遵守所有環境法律，且並無任何有尚未解決的環境申索。

於報告生效日期至本函件日期之間，我們概無注意到有任何已經重大影響或可能影響我們的儲量及該等儲量的經濟價值而未有向閣下披露的事宜。

此致

Chapman Petroleum Engineering Ltd.
445, 708 – 11 Avenue SW
Calgary, AB
T2R 0E4

財務總監
謹啟

二零一一年三月二十九日

以下為合資格估值師就合同區的儲量估計作出的估值報告全文，以供載入本通函。



JONES LANG
LASALLE SALLMANNS
仲量聯行西門有限公司

仲量聯行西門有限公司
香港鰂魚涌英皇道979號
太古坊多盛大廈17樓
電話+852 2169 6000 傳真+852 2169 6001
牌照號碼：C-030171

敬啟者：

MI能源控股有限公司所收購石油資產的 獨立估值

緒言

遵照閣下的指示，仲量聯行西門有限公司（「仲量聯行西門」）已就EMIR-OIL,LLC（「EMIR」）所持有位於哈薩克斯坦共和國（「哈薩克斯坦」）西南區Mangistau Oblast的Aksaz、Dolinnoe及Kariman油田的石油資產（統稱「石油資產」或「ADEK」）100%所有權的總價值於二零一零年十二月三十一日（「估值日期」）的公平市值編製獨立意見。MI能源控股有限公司（「MIE」或「貴公司」）計劃收購石油資產，並已委聘仲量聯行西門進行相關估值。仲量聯行西門明白，本報告將用於貴公司刊發的通函中，以供參考。本報告的日期為二零一一年四月十九日（「報告日期」）。

石油資產的定義為「所有資產包括但不限於房地產、知識產權、就該等鑽井權的開發及生產所持有或收購的鑽井權連同就該等鑽井權的石油開發、提取及加工所擁有或收購的所有廠房、設備以及基礎設施。」

估值乃按公平市值基準進行。公平市值的定義為：「石油資產或證券於估值日期在公開及無限制市場於自願買家與自願賣家（各方均知情、審慎及不受強迫行事）之間公平交易中轉手所得由專家釐定的金額（或若干其他代價的現金等價物）」。

估值的結論乃按照公認的估值程序及慣例進行，當中極為依賴我們作出多項假設及考慮與經營 貴公司有關的多項因素。我們亦已考慮可能影響業務的多項風險及不確定因素。

概無就需要法律或其他專業技術或知識的事項上（超越估值師一般的專業知識）提供任何意見。總括而言，我們假設將維持謹慎的管理，在任何時間合理及有必要地維護所評估資產的特點及完整性。

根據我們在下文報告概括的調查及分析，我們認為於估值日期，石油資產的公平市值為**270,490,000美元**（**貳億柒千零肆拾玖萬美元正**）。

至今，已完成的工作包括有關EMIR所提供石油資產的收購及詮釋所有數據以及Chapman Petroleum Engineering Limited（「Chapman」）所編製日期為二零一一年三月十八日的獨立技術報告，其中列明探明與概算儲量合共估計為石油53,713,000儲罐桶及天然氣58,751百萬立方英尺。

下文載列我們在編製意見及得出結論時所考慮的因素、採用的方法及假設。所作一切意見均受本報告所載列的假設及限制條件影響。

此致

中華人民共和國
北京市朝陽區
慧忠路5號
遠大中心C座406室
郵編100101
MI能源控股有限公司
董事會 台照

仲量聯行西門有限公司
謹啟

二零一一年四月十八日

估值目的

本報告僅為供MI能源控股有限公司的董事及管理層使用而編製，以供其納入有關建議收購EMIR-OIL, LLC持有的石油資產而寄發予其股東的通函內。此外，仲量聯行西門亦知悉本報告將會提供予 貴公司的獨立財務顧問作為其資料來源之一，以達致其向 貴公司的獨立董事及股東以及監管機構（如要求）的意見。

意見基礎

為就石油資產的價值發表意見，對經濟及市場因素的若干未來事宜作出假設屬至關重要。仲量聯行西門已合理審慎驗證EMIR作出的該等假設以確保適用於該等情況。該等假設乃基於管理層及彼等的專家對石油行業的技術知識及經驗而作出。已運用的估值程序包括審查有關主體資產的實體及經濟狀況、評估有關石油資產的擁有者或營運者所作的主要假設、估計及陳述。所有關乎適當了解估值的必要事項將於估值報告內披露。

以下因素構成我們意見基礎的不可或缺部分：

- 有關市場狀況及標的資產的假設被視為公平合理；
- 財務表現與營運趨勢相符；
- 影響主體資產的微觀及宏觀經濟的考慮及分析；
- 標的資產的戰略規劃、管理及協同效益的分析；
- 標的資產的分析性審查；及
- 標的資產的槓桿及流動性評估。

我們在策劃和進行估值時，以取得我們認為必需的所有資料，以便獲得我們對標的資產所表達意見的充份憑證。

地理及行業背景

位置

哈薩克斯坦共和國位處中亞，按面積計算，為世界第九大國家。該國坐擁裡海東北海岸線，周邊國家包括中國、俄羅斯、吉爾吉斯斯坦及烏茲別克斯坦（見圖1）。

哈薩克斯坦的工業極為依賴其富饒的礦物燃料儲備及礦物資源。因此，其工業製造領域主要致力於生產與提取及加工自然資源相關的重機械及其他設備。憑藉其得天獨厚的自然資源優勢，自一九九九年至二零零九年間，哈薩克斯坦創下8.0%的平均年度國內生產總值增長率，僅近年因全球金融危機影響而下跌。然而，隨著近期形勢向好且油價走勢良好，哈薩克斯坦政府預期其二零一零年的國內生產總值增長率為4-5%。目前，其國內生產總值為1,778.35億美元（購買力平價）。

圖1：哈薩克斯坦地圖



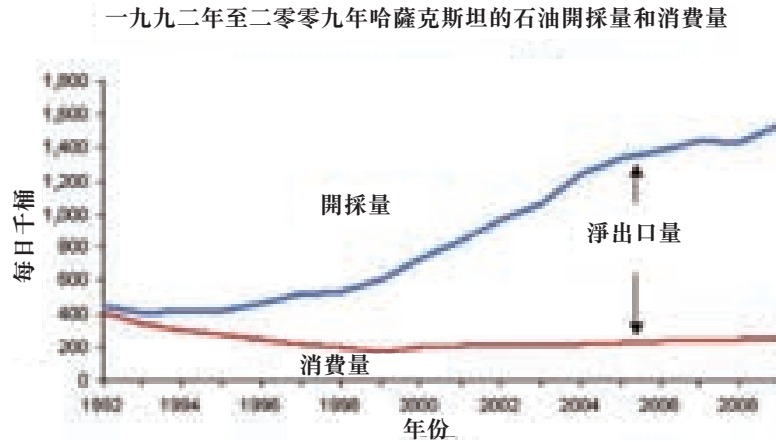
* 現有勘探合同項下的合同區

推動哈薩克斯坦增長的另一主要原因是其在後蘇聯時期進行自由市場改革。自二十世紀九十年代以來，哈薩克斯坦專注於吸引外商投資流入，同時維持可接受的通脹水平。隨著新資本湧入及財富增長，哈薩克斯坦銀行系統得以迅速增長，資本達到10億美元，同時亦湧現大量蓬勃發展的中小型企業。

國內石油行業

哈薩克斯坦目前是中亞地區第二大石油生產國，全國探明儲量達300億桶，為裡海地區石油最豐富的國家。哈薩克斯坦的主要生產性油田均位於該國西部地區，而其精煉廠則多數位於東部地區。目前，該國每日可產出157萬桶石油，足以滿足逾50%的地區需求。但其目標乃在二零一五年前，將每日產量增至350萬桶，其中300萬桶用於出口。該國的天然氣儲量亦同樣龐大，估計達到3.3至3.7兆立方米。現時，每日產量約為1,000萬立方米，該國宣佈計劃於二零一五年前將產量至少翻一番（尚未接近三倍）。基於該國過去二十年的生產增長率以及其對外商投資者及合營企業抱相對開明的態度，上述增長並非沒有根據（見圖2）。

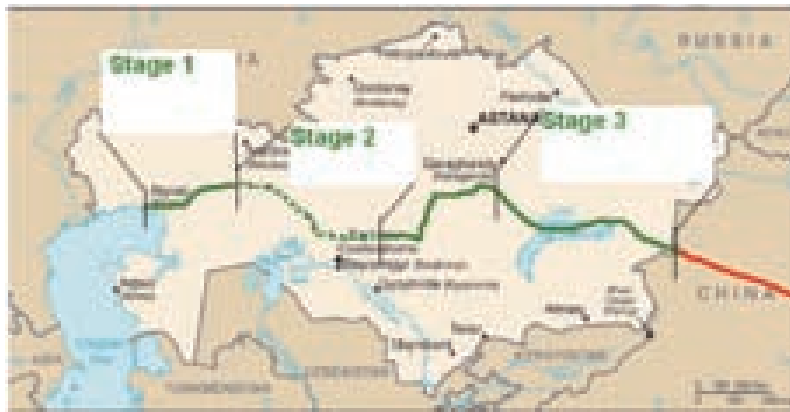
圖2：一九九二年至二零零九年哈薩克斯坦的石油開採量和消費量



來源：EIA

鑒於哈薩克斯坦位處內陸而大受限制，故惟有依賴管道出口其石油及天然氣。裡海管道財團為最主要的管道，將高產量的Tengiz、Kashagan及Karachaganak油田連接至俄羅斯黑海海岸。該管道作為向海外客戶運輸石油的主要路線，每日運輸量達130萬桶。另一主要管道哈薩克斯坦－中國石油管道於二零零九年完工，每日運輸量達20萬桶。該管道連接Kashagan油田及Kumkol油田，終點在中國新疆維吾爾自治區（見圖3），預期該管道將於二零一一年全面通行。

圖3：哈薩克斯坦－中國石油管道



哈薩克斯坦非常歡迎從事油氣勘探及生產的外商投資者及公司。TengizChevroil 合資企業即為從事外商勘探及生產活動最著名的例子，由現稱KazMunaiGas（前稱Kazakhoil）及ChevronTexaco（前稱Chevron）自一九九三年開始合資經營。彼等獲授為期40年的生產許可，管理Tengiz及Korolevskoye油田。一九九七年，ExxonMobil及

LukArco與KazMunaiGas及ChevronTexaco合資，分別控制25%、5%、20%及50%的權益。

多家中國主要石油及天然氣公司亦活躍於哈薩克斯坦的石油行業，包括中石油、中國海洋石油總公司、中國國際信託投資公司及中國化工進出口公司等主要生產商。隨著上述哈薩克斯坦－中國石油管道於近期完工，亦更為吸引眾多中國公司踏足哈薩克斯坦石油行業。

全球供求狀況

全球石油供應較過往更為備受關注，這從「石油峰值」概念的通俗化可見一斑。然而，現有實際數據表明全球供應將持續增長直至二十一世紀三十年代（見下表2）。

表2：截至二零二零年的預計全球供應量（百萬標準桶／天）

明細	二零零九年	二零一五年	二零二零年
經合組織國家	18.7	17.6	17.7
北美	13.6	13.4	14.5
美國及加拿大	10.6	10.8	12.3
墨西哥	3.0	2.6	2.3
西歐	4.5	3.6	2.6
經合組織國家太平洋地區	0.7	0.7	0.6
中國	3.8	3.9	3.6
亞洲其他地區	3.6	3.7	3.2
拉丁美洲	3.9	5.1	6.4
中東及非洲	4.3	4.2	3.6
俄羅斯	10.1	10.3	10.2
其他前蘇聯地區	3.2	3.9	5.5
非石油輸出國家組織的原油總量	47.7	48.7	49.9
原油	39.8	39.2	36.5
液化天然氣	6.0	6.6	7.1
非傳統能源	1.8	3.0	6.4
生物燃料	1.6	2.5	4.8
加工收益	2.2	2.4	3.0
非石油輸出國家組織的供應總量	51.4	53.6	57.6
石油輸出國家組織的液化天然氣及			
液體能源	4.5	7.0	10.6
液化天然氣	4.4	6.7	10.1
非傳統能源	0.1	0.3	0.6
石油輸出國家組織的原油	28.7	31.4	38.1
	84.6	91.9	106.4
全球供應總量	84.6	91.9	106.4

來源：二零零九年的國際能源論壇／石油輸出國家組織研討會

此外，雖然新發現油田於一九六五年達到頂峰後逐步下降，近年來已發現多個具前景的新儲量，其中Sugar Loaf油田及Tupi油田最令人矚目。該兩個油田均於二零零七年在巴西發現，估計分別儲存250至400億桶及50至80億桶的可採原油儲量。然而，該等數字乃以一致及可預測的增長率以及現有估計儲量的可靠性假設為基礎。倘該等估計數字出現重大差異，或加工及鑽探方法的技術發展快或慢於預期，則最終估計數字會發生重大變化。

於可預見未來，全球石油需求預期將持續增長（見表3）。

表3：截至二零三零年的全球預計需求（百萬標準桶／天）

估計	二零零九年	二零一五年	二零二零年	二零二五年	二零三零年
石油輸出國家組織	84.5	91.0	96.2	100.9	105.5
國際能源機構	85.6	92.6	96.7	101.6	107.1
平均	85.1	91.8	96.5	101.2	106.3

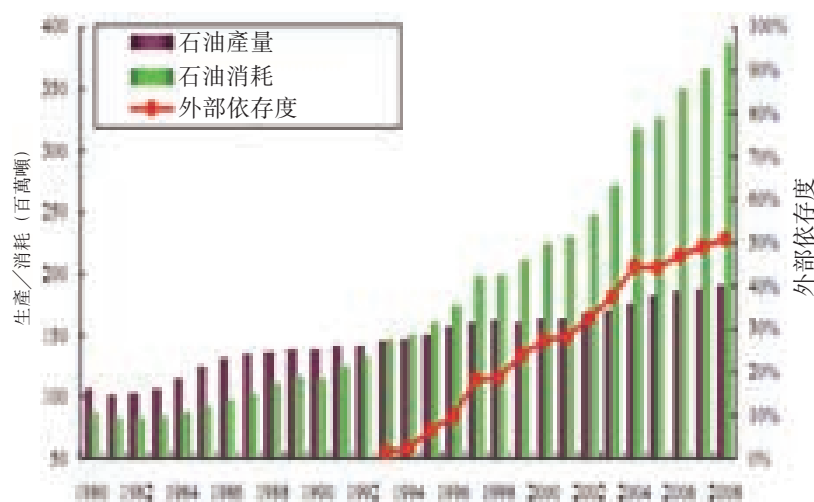
來源：二零零九年的國際能源論壇／石油輸出國家組織研討會

相較表2，儘管多種因素可能對石油／天然氣的需求造成正面及負面影響，惟供需狀況於二零三零年之前大致保持平衡。

替代可再生能源的持續發展有可能減輕對化石能源的需求，就此而言，主要競爭來自風能及太陽能領域。風能目前生產340十億千瓦時能源，佔全球能源消耗總量的2%，其已較其二零零八年的容量增長一倍。同時，截至二零零八年，太陽能的總發電容量為14.3吉瓦，其容量平均每年增長40%。結合對礦物燃料的環境及氣候考量，加之政府（如中國）對該等行業的後續大規模資金投入，石油及天然氣需求未必達到目前預計水平。

然而，亦有多種因素令全球石油需求居高不下。主要原因之一即是未來數年中國及印度的持續經濟及工業發展。尤其是，中國的石油及天然氣需求在工業生產及汽車消費需求的雙重推動下已呈現出爆炸性增長（見圖4）。根據美國聯邦政府能源情報署的資料，預期到二零一五年中國及印度將推動非經合組織國家的石油消耗量超過經合組織國家的消耗。

圖4：中國過往石油生產及需求



來源：國家統計局、國家發改委 (二零零九年)

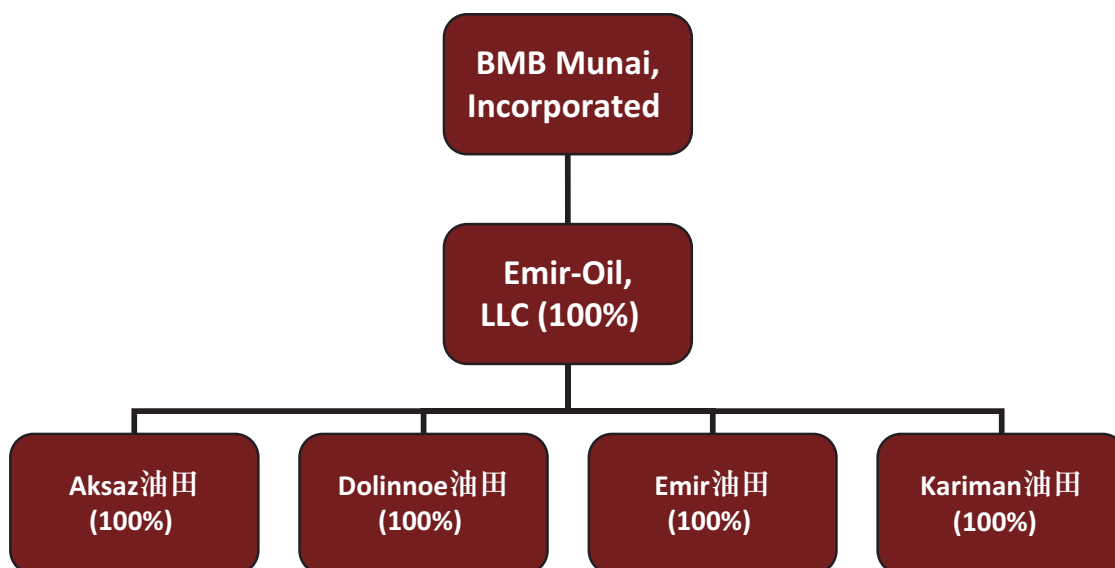
鑑於以上趨勢，儘管面臨替代可再生能源的競爭，石油需求於未來數年可能仍將保持強勁。

石油資產所有權

EMIR-OIL, LLC透過一間全資子公司擁有ADEK區塊全部權益。而EMIR則為BMB Munai, Incorporated擁有100%權益的子公司。

EMIR所擁有石油資產的公司架構及所有權載列如下：

圖5：BMB Munai, Inc.及ADEK區塊的所有權架構



石油資產

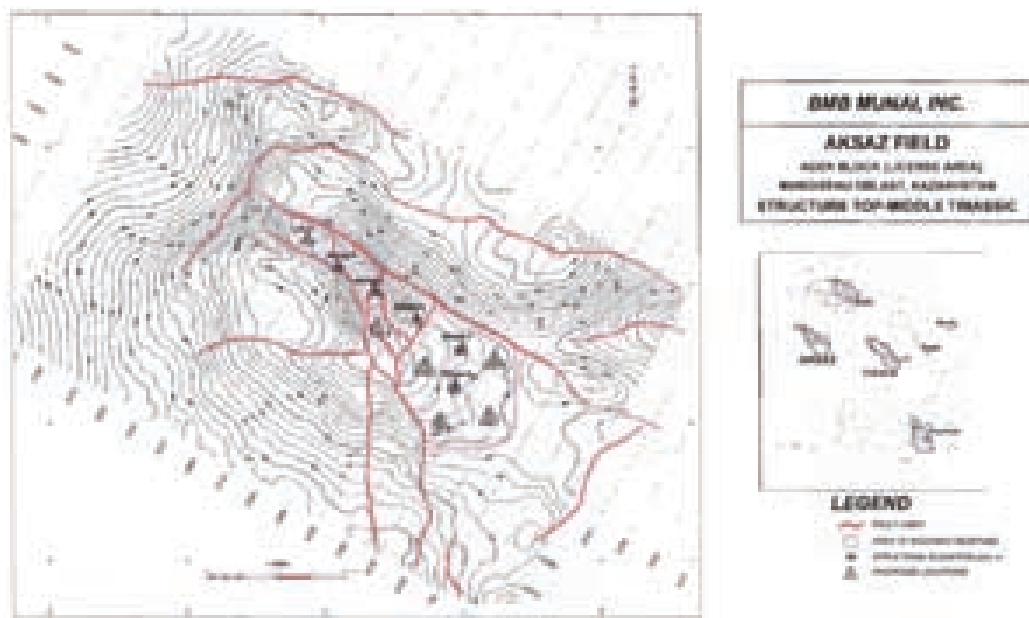
Aksaz油田

Aksaz區為中三疊紀層碳酸鹽開採區所孕育的天然氣集中區。儲藏結構位於Beke-Bashkudsky高原與Karagiin山脊交匯過渡至Zhetbay-Uzen構造帶的连接帶。區域斷層沿該結構向北延伸，形成衝斷層。石灰石是中三疊紀層的主要碳酸鹽。三疊紀層以上950米為侏羅系，屬散佈碳酸鹽的碎屑砂泥岩層序。儘管未有驗明儲量，但侏羅紀層被認為是未來潛在碳氫化合物開採層。

Aksaz由EMIR擁有全部權益，包括五口井：Aksaz-1、-2、-3、-4及-6。該等油井分別於二零零五年、二零零九年、二零零七年、二零零五年及二零零九年開始開採，另外兩個支系可能儲藏地預期將於二零一三年鑽探並開始開採，而另外四處將於二零一四年開採。根據日期為二零一一年三月十八日的Chapman報告，二零二五年過後，整個區域的剩餘已探明石油總儲量為1,517,000標準桶、剩餘已探明天然氣總儲量為10,659,000百萬立方英尺、剩餘已探明及概算石油總儲量為3,066,000標準桶、及剩餘已探明及概算天然氣總儲量為22,042,000百萬立方英尺。根據香港聯交所上市規則第18章，我們於達致估值意見時僅考慮已探明及概算儲量。

Aksaz區域的等高線圖見圖6所示。

圖6：Aksaz油田的等高線圖



來源：於二零一一年三月十八日發出的Chapman報告

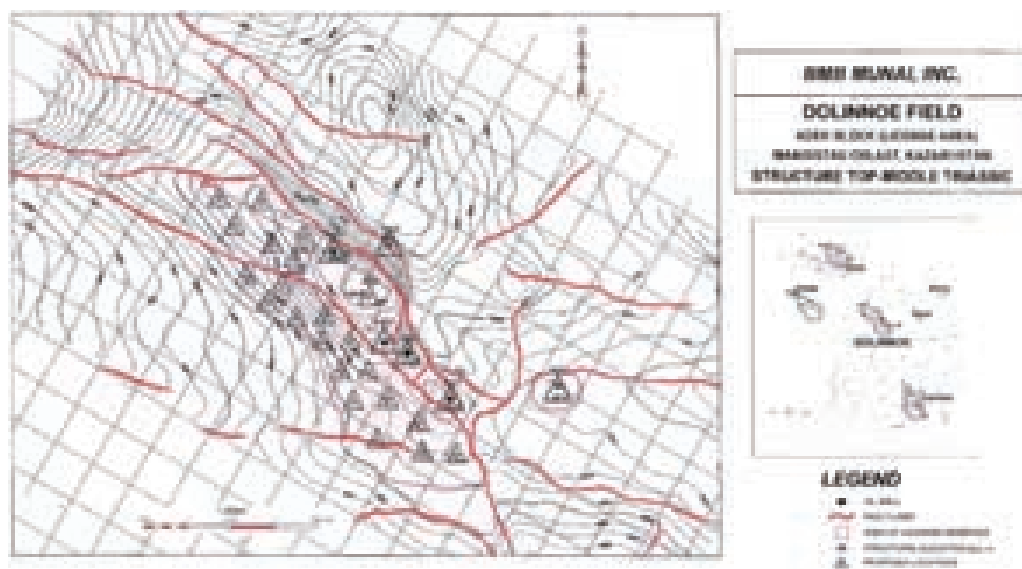
Dolinnoe油田

Dolinnoe油田為一個包括若干斷塊的斷裂背斜，其主要產油層位為中三疊世碳酸鹽層，該地層的上部及下部分別由石灰石及白雲石組成。由地處Beke-Bashkudsky high與Karagiin saddle的過渡區，故多個油氣圈閉在該區域形成。Dolinnoe接近將該兩個構造元素分開的區域斷層。如同Aksaz，侏羅紀地層較三疊紀層位高950米，且日後可能形成額外碳水化合物來源。

Dolinnoe由EMIR全資擁有及包括六口油井，即Dolinnoe-1、-2、-3、-5、-6及-7。Dolinnoe-1、-2及-7目前正在生產石油，而Dolinnoe-5及-6僅於關閉前生產石油，關閉該等油田乃為日後油井維修及重新啟用作準備。根據於二零一一年三月十八日發出的Chapman報告，整個油田到二零二五年將仍有探明儲油總量6,840,000標準桶、探明儲氣總量9,851,000百萬立方英尺、探明及概算儲油總量14,820,000標準桶及探明及概算儲氣總量21,487,000百萬立方英尺。根據香港聯交所上市規則第18章，我們在達致我們對油田價值的意見時僅考慮探明及概算儲量。

Dolinnoe油田的等高線圖如圖7所示。

圖7：Dolinnoe油田的等高線圖



來源：於二零一一年三月十八日發出的Chapman報告

Emir油田

Emir油田位於Beke-Bashkudsky高地Karagiin凹谷過渡到Zhetbay-Uzen構造帶的銜接區。儲油構造的北面與區域斷層（解釋為逆斷層）在同一線上。產油層為中三疊紀，

上層為石灰石，下層為石灰岩。與Aksaz及Dolinnoe一樣，侏羅紀位於三疊紀上面約950米處，呈現有更多碳氫化合物的潛在資源。

Emir由Munai全資擁有，含有三口井：Emir-1、-2及-6。Emir-1自二零零四年起投產，但在生產中產生大量含有不明化學物的重鑽泥。因此，Emir-1已受損，現已關閉及等待補救措施。此外，在緊靠已開發油井附近有十二個採油井位，較遠處則有十六個採油井位，現已封蓋待日後開發之用。

根據日期為二零一一年三月十八日的Chapman報告，整個油田將維持探明及概算儲油總量31,354,000標準桶；探明及概算儲氣總量4,553,000百萬立方英尺。該數據並未包括在先前就整個石油項目所列的總數之內。

Emir油田因將其相對開發較少的位置及現有購買協議的主要前提條件合併而並未計入其現值（見假設）。我們因此並未載入有關Emir油田的任何其他資料（例如生產時間表、收入預測）；由於其在合理時間框架內開始商業生產的能力存在不確定性，故並未被視為石油生產。

Emir油田的等高線圖見圖8所示。

圖8：Emir油田的等高線圖



來源：於二零一一年三月十八日發出的Chapman報告

Kariman油田

Kariman油田為一個包括若干斷塊的斷裂背斜，其主要產油層位為中三疊世碳酸

鹽層，該地層的上部及下部分別由石灰石及白雲石組成。由地處Beke-Bashkudsky high與Karagiin saddle的過渡區，故多個油氣圈乃於該區域形成。

Kariman由EMIR全資擁有及包括十口油井，即Kariman-1B、-2、-3A、-4、-5、-6、-7、-8、-10及-11。根據於二零一一年三月十八日發出的Chapman報告，整個油田到二零二五年將仍有探明儲油總量11,324,000標準桶、探明儲氣總量4,140,000百萬立方英尺、探明及概算儲油總量26,105,000標準桶及探明及概算儲氣總量10,442,000百萬立方英尺。根據香港聯交所上市規則第18章，我們在達致我們對油田價值的意見時僅考慮探明及概算儲量。

Kariman油田的等高線圖如圖9所示。

圖9：Kariman油田的等高線圖



來源：於二零一一年三月十八日發出的Chapman報告

估值方式及方法

我們已考慮三種普遍採納的石油資產估值方法，即市場法、成本法及收益法。

市場法考慮近期就類似資產而支付的價格，並作出調整以反映所評估資產相對於市場上可資比較資產項目的狀況及用途。具既定二級市場的資產可利用此方法評值。

使用此方法的裨益包括其簡單、清楚、快速及其僅須較少或無需假設。由於使用可公開取得的輸入數據，其於應用時亦引入客觀性。然而，需要擔心的是該等輸入數

據中的隱藏假設，原因為評估此等可資比較資產時存在固有假設，且亦難以發現可資比較資產。此外，此種方法僅依賴有效市場假設。

成本法考慮根據類似資產的當前市價於新情況下複製或重置所評估資產的成本，並就實質損耗、功能性或經濟原因所引致的應計折舊或陳舊作出撥備。成本法於並無已知二級市場情況下一般可提供最可靠的資產價值指標。

儘管此方法簡單透明，然而其不會直接合併有關目標資產所貢獻經濟利益的資料。

收益法乃將擁有權預期的定期收益轉換成價值指標。此方法乃建基於一項原則，即一名知情買家將就有關資產支付的款項不會超過相等於具有類似風險狀況的相同或大致類似資產的預期未來利益（收入）的現值的金額。

此方法會考慮未來溢利的預期價值並有預期未來現金流量現值的多項經驗及理論證明。然而，此方法依賴較長時間內的多項假設，而結果可能受若干輸入數據的較大影響，且其僅可呈現單一情況。

選擇估值方法

我們認為，市場法及成本法不適用於估值相關資產。首先，市場法需要可資比較資產的市場交易作為價值指標。然而，我們無法找到任何當前可資比較市場交易。其次，成本法不會直接合併有關相關資產所貢獻的經濟利益的資料。因此，我們於釐定我們的估值意見時僅依賴收益法。

於此項研究中，石油資產的估值乃透過採用收益法技術（稱為貼現現金流量法）進行，以將採礦業務的未來價值轉換為市場現值。此方法透過使用可反映所有業務風險（包括有關業務營運的內在及外在不確定性）的貼現率以消除貨幣時間價值差異。

根據此方法，估值取決於源自預計收入的未來經濟利益的現值。價值指標乃透過按貼現率將可供支付採礦權擁有人權益的預計未來現金流量淨額貼現至其現值得出，而我們認為此乃適合採礦業務的風險。於考慮將予應用的適當貼現率時，我們曾考慮多項因素，包括現時融資成本及業務的相關內在風險。

資料來源

於進行石油資產的公平市值估值時，我們曾審閱源自多項來源的資料，包括（但不限於）：

- 背景／營運
 - 營運業務詳情；及
 - 其他背景及研究材料。
- 財務
 - EMIR二零零九年及二零一零年財政年度的經審核財務報表；
 - 有關業務的其他營運業務及市場資料；
 - 源自EMIR及其他來源的財務預測；
 - 源自政府、互聯網、新聞、學術論文及其他其他來源的石油市場供需研究及預測；
 - 源自個別顧問、EMIR及其他來源的石油價格預測；及
 - 可資比較分析。
- 地質／技術
 - 源自Chapman的合資格人士報告；
 - EMIR所提供的原始鑽井及地球物理數據；
 - 生產規劃及安排；
 - 實地考察；
 - 與EMIR人員進行個人溝通；及
 - 三處油田的初步設計報告（「初步設計報告」）。

我們已進行一次實地考察、與 貴公司管理層進行訪談及研討，並於達致我們的估值意見時相當依賴各方提供的資料。

假設

一般假設

- 源自Chapman的報告將預測每處油田的產能。
- Emir油田並未計及現值，此乃由於購買協議的主要前提條件為EMIR必須就ADEK區塊內四個油田當中的三個油田取得哈薩克斯坦共和國的石油和天然氣部的生產合同。油田僅在取得該等合同後方可進行商業生產，進而被視為石油資產。在ADEK區塊內的四個油田中，Emir油田遠遠未能符合資本支出及工程項目及最低開發程度。因此，我們認為，Emir將不大可能在合理時間內符合生產合同的所要求；而就此次估值活動而言，其並不被視為石油資產。
- 為實現有關業務的增長潛力及維持競爭優勢，須運用額外人力、設備及設施。就估值而言，我們已假設所有擬定設施及系統將正常工作，並足夠應付未來的拓展。
- 我們已獲提供營業執照及附加文件的副本。我們已假設該等資料為可靠及合法。我們於達致我們的估值意見時相當倚賴獲提供的該等資料。
- 我們已假設現有政治、法律、技術、財政或經濟狀況不會出現可能對EMIR的業務產生不利影響的重大變動。
- 受 貴公司訂立的合同及協議約束的營運及合同條款將獲履行。
- 其競爭優勢及劣勢於考慮期間並不會出現顯著變動。
- EMIR將代表哈薩克斯坦共和國的石油和天然氣部獲得現有勘探合同下的Aksaz、Dolinnoe及Kariman油田的生產合同。

該等假設乃與 貴公司管理層、合資格估值師及Chapman討論作出。此外，我們對可資比較的公司進行市場調查及相信由 貴公司和Chapman提供的項目預測相比起在該行業的其他公司屬適當。

計劃的生產

根據EMIR，於Aksaz、Dolinnoe及Kariman已探明的石油儲量已於二零一一年開始非商業試生產。探明和概算石油儲量的生產計劃載於下表：

表四：ADEK的石油生產表，以每年千標準桶計

年份	按油田劃分的探明加概算石油儲量的生產		
	Aksaz	Dolinnoe	Kariman
二零一二年	78	160	619
二零一三年	278	780	1714
二零一四年	251	1520	1455
二零一五年	179	1688	2461
二零一六年	139	1630	2169
二零一七年	113	1951	2653
二零一八年	95	1595	2355
二零一九年	82	1269	2135
二零二零年	66	1024	1886
二零二一年	53	833	1688
二零二二年	48	683	1674
二零二三年	42	564	1471
二零二四年	37	458	1442
二零二五年	34	358	1263
總計	1519	14819	26106

來源：Chapman技術報告，日期為二零一一年三月十八日

對於EMIR的天然氣儲量而言，Aksaz、Dolinnoe及Kariman的非商業試生產已於二零一一年開始。探明和概算天然氣儲量的生產計劃載於下表：

表5：ADEK的天然氣生產表，以每年百萬立方英尺計

年份	按油田劃分的探明加概算天然氣儲量的生產		
	Aksaz	Dolinnoe	Kariman
二零一二年	473	203	197
二零一三年	2599	1120	641
二零一四年	4579	2188	545
二零一五年	4060	2458	899
二零一六年	2532	2387	787
二零一七年	1981	2825	1149
二零一八年	1558	2309	1022
二零一九年	1229	1840	925
二零二零年	908	1487	812
二零二一年	689	1212	722
二零二二年	562	995	678
二零二三年	448	823	594
二零二四年	314	669	557
二零二五年	103	524	486
總計	22127	21489	10443

來源：Chapman技術報告，日期為二零一一年三月十八日

根據與管理層、合資格估值師及Chapman Engineering的討論，我們認為以上所示的生產表是可行的。

價格預測

預計ADEK生產的輕質／中質原油及天然氣將於海外及國內市場銷售。由二零一二年至二零一四年度，90%的石油及天然氣將出口，10%的石油及天然氣將在哈薩克斯坦內銷，自二零一五年開始，這一比例分別變為80%及20%。

我們已獲得Chapman關於輕質／中質原油和天然氣價格的預測。其基準和方法概括如下：

1. 要計算輕質／中質原油的價格，使用預計未來每年布蘭特原油每標準桶的價格作為基數，然後減去運輸成本（預計將維持在16.37美元／標準桶）及出口關稅（預計將維持在5.20美元／標準桶），以達致每標準桶的出口價

格。由哈薩克斯坦政府設定的每標準桶的進口價格為26.27美元。然後出口稅乃於每年預計的出口價格中考慮，不變的增值稅乃於進口價格中考慮。然後該兩種價格根據90/10及80/20比率衡量如下。

$$\begin{aligned}
 & \text{二零一二年至二零一四年預測價格} \\
 & = \\
 & \frac{90\% * (\text{布蘭特價格} - \text{運輸成本} - \text{出口關稅})}{(1 + \text{出口租賃稅})} \\
 & + \\
 & \frac{10\% * (\text{國內價格})}{(1 + \text{增值稅})}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \text{二零一五年至二零二五年預測價格} \\
 & = \\
 & \frac{80\% * (\text{布蘭特價格} - \text{運輸成本} - \text{出口關稅})}{(1 + \text{出口租賃稅})} \\
 & + \\
 & \frac{20\% * (\text{國內價格})}{(1 + \text{增值稅})}
 \end{aligned}$$

未來布蘭特原油價格預測由Chapman預計。

2. 天然氣價格被視為較的原油價格穩定得多，因此使用每千立方英呎的價格為不變的預計價格1.16美元。

根據與Chapman管理層進行的討論，我們相信Chapman所規劃的輕質／中質原油和天然氣價格的預測實屬適當。另外，我們已進行市場研究並發現該等預測與整體價格預測相等。因此，我們已採用其調查結果以發展對 貴公司的收入預測，以下顯示的是歷史價格、預測價格構成以及所採用的預測價格：

表6：歷史價格及預測構成

	年份	布蘭特原油	出口	內銷
歷史	二零零四年	38.03	16.46	26.72
	二零零五年	55.28	33.71	26.72
	二零零六年	66.09	44.52	26.72
	二零零七年	72.74	51.17	26.72
	二零零八年	98.33	76.76	26.72
	二零零九年	62.52	40.95	26.72
	二零一零年	77.28	55.71	26.72
預測	二零一一年	78.83	67.99	26.72
	二零一二年	80.40	70.17	26.72
	二零一三年	82.01	72.35	26.72
	二零一四年	83.65	74.53	26.72
	二零一五年	85.32	77.81	26.72
	二零一六年	87.03	81.08	26.72
	二零一七年	88.77	83.26	26.72
	二零一八年	90.55	85.44	26.72
	二零一九年	92.36	87.63	26.72
	二零二零年	94.20	89.94	26.72
	二零二一年	96.09	92.30	26.72
	二零二二年	98.01	94.70	26.72
	二零二三年	99.97	97.16	26.72
	二零二四年	101.97	99.66	26.72
	二零二五年	104.01	102.22	26.72

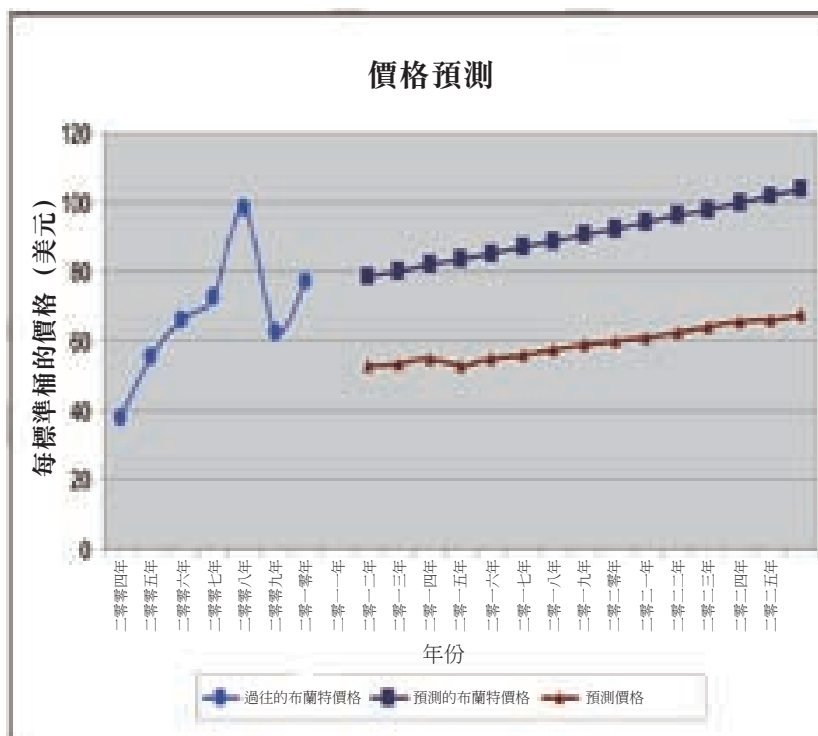
來源：Chapman技術報告，日期為二零一一年三月十八日

表7：預測價格及構成

年份	ERT	原油 (美元／ 標準桶)	天然氣 (美元／ 千立方英尺)
二零一一年	17%	53.17	1.16
二零一二年	19%	53.54	1.16
二零一三年	19%	55.13	1.16
二零一四年	19%	53.07	1.16
二零一五年	19%	55.19	1.16
二零一六年	21%	56.01	1.16
二零一七年	21%	57.39	1.16
二零一八年	21%	58.77	1.16
二零一九年	21%	60.15	1.16
二零二零年	22%	60.89	1.16
二零二一年	22%	62.37	1.16
二零二二年	22%	63.86	1.16
二零二三年	22%	65.40	1.16
二零二四年	23%	66.16	1.16
二零二五年	23%	67.74	1.16

來源：Chapman技術報告，日期為二零一一年三月十八日

圖10：歷史及預測價格圖



收入（百萬美元）

於二零一二年石油資產的總收入預計為46,864,000美元，將於二零一七年急劇上升至高峯288,386,000美元，並隨後於二零二五年回落至112,463,000美元。由於目前勘探及生產連接處於無活動狀態，預計二零一一年並無收入。收入乃按石油及天然氣各自年產量的千標準桶及百萬立方英尺乘以指定年度的預測價格計算。石油所得收入乃扣除出口租賃稅及增值稅（如上文所述），所有數據來摘錄自日期為二零一一年三月十八日的Chapman報告。

營運成本（百萬美元）

根據EMIR管理層，營運成本按油田級別計算及包括項目如保養／維修費用、材料及供應品、水及電的使用。營運成本預計在井開始運作時於二零一二年開始產生，初步核算總額為5,486,000美元。因此，因增加石油生產，於二零一七年營運成本將達到峰值29,403,000美元，及其後因石油生產下降，將於二零二五年達到14,171,000美元後開始降低。

一般及管理費用（百萬美元）

根據EMIR，一般及管理費用預計為總收入的5%；該數字乃根據EMIR的過往財務表現及可資比公司的平均比率得出。

特許權礦區使用費及棄置費用（百萬美元）

特許權礦區使用費亦稱為礦產開採稅，由於進行鑽探的土地僅出租予EMIR，哈薩克斯坦政府徵收開採國家資源的稅款，下表顯示哈薩克斯坦的礦產開採稅政策：

表8：石油礦產開採稅政策

年產量		石油礦區使用費% (礦產開採稅)								
		二零一一年 - 二零一二年			二零一三年			二零一四年及以後		
噸	千標準桶	出口	內銷	混合	出口	內銷	混合	出口	內銷	混合
250,000以下	1,964以下	5.00	2.50	4.75	6.00	3.00	5.70	7.00	3.50	6.30
500,000以下	3,928以下	7.00	3.50	6.65	8.00	4.00	7.60	9.00	4.50	8.10
1,000,000以下	7,856以下	8.00	4.00	7.60	9.00	4.50	8.55	10.00	5.00	9.00
2,000,000以下	15,711以下	9.00	4.50	8.55	10.00	5.00	9.50	11.00	5.50	9.90
3,000,000以下	23,567以下	10.00	5.00	9.50	11.00	5.50	10.45	12.00	6.00	10.80
4,000,000以下	31,423以下	11.00	5.50	10.45	12.00	6.00	11.40	13.00	6.50	11.70
5,000,000以下	39,278以下	12.00	6.00	11.40	13.00	6.50	12.35	14.00	7.00	12.60
7,000,000以下	54,990以下	13.00	6.50	12.35	14.00	7.00	13.30	15.00	7.50	13.50
10,000,000以下	78,557以下	15.00	7.50	14.25	16.00	8.00	15.20	17.00	8.50	15.30
10,000,000以上	78,558以上	18.00	9.00	17.10	19.00	9.50	18.05	20.00	10.00	18.00

表9：汽油礦產開採稅政策

年產量		汽油礦區使用費% (礦產開採稅)	
10 ⁶ 立方米	百萬標準 立方英尺	出口	內銷
至1000	至35,490	10.00	0.50
至2000	至70,980	10.00	1.00
至2000	至70,980	10.00	1.50

當一口井耗損時，僅產生一次棄置費用，成本包括涉及水泥封堵井的物料及勞動力，並扣除油井的物業、廠房及設備的任何殘值。

資本支出、折舊及攤銷 (百萬美元)

總資本支出在項目週期內估計為220,180,000美元。大部分資本支出用於先進的鑽井（為提高概算儲量至探明儲量的必要之舉），及購置重型機器／設備以及井構造的建築費。此外，EMIR須遵從最低資本支出安排，藉以取得哈薩克斯坦政府的勘探及生產合同。資本開支僅於新井開始之時產生，所有隨後產生的固定資產改善／維修乃計作營運成本。資本支出數字乃摘錄自日期為二零一一年三月十八日的Chapman報告，經與 貴公司管理層進行討論後，該等數字被視為適當。

EMIR的管理層已就壽命為四年的資產訂定直線折舊政策。資本支出折舊於資本支出產生的同一財政年度開始支銷。

稅項 (百萬美元)

於二零一一年及二零一二年，哈薩克斯坦的所得稅稅率為20%，於二零一三年下跌至17.5%，並於二零一四年再下調至15%。EMIR亦設有超額利潤稅，即在收入淨額超逾一定水平時徵收稅項，乃按收入淨額佔可扣除減值及攤銷費用的比率釐定。

敏感度分析

下表呈示就原油價格的可能變動進行淨現值（「NPV」）敏感度分析的結果。有關數據考慮到有關預測的未來原油價格變動上升／下降5%及上升／下降10%的變動；但由於價格及生產的產量相對較低而並無考慮天然氣敏感度。有關分析呈列如下：

價格變動的百分比(%)		估值(人民幣百萬元)	
低	高	低	高
-5	5	255,467	285,150
-10	10	239,582	299,692
基礎：270,490			

折現率

採用折現現金流量法時，需就回顧資產釐定一個合適折現率。折現率即第三方投資者就同類投資所要求的預計回報率。投資者就投資所預期的回報率與已知風險有關。與我們釐定合適折現率的相關風險因素包括：

1. 利率風險，衡量一般利率水平變化對回報率造成的變動。
2. 購買力風險，衡量購買力因通脹關係而隨時間流失。
3. 可變現風險，衡量票據是否容易按當時市價出售。
4. 市場風險，衡量一般市場情況對證券的價格行為的影響。
5. 業務風險，衡量於預測經營收入時的固有不明朗因素。

考慮風險、管理負擔、可變現程度及其他因素影響某項特定投資的投資者的可接受回報率。風險調整乃添加至基本或安全率的一個增額，以補償據信涉及該項投資的風險範圍。

股本的要求回報

我們應用資本資產定價模式（「CAPM」）估計股本的要求回報。

CAPM為現代投資組合理論的一個基本原則，該理論乃進行股本市場估值的公認基準。投資及財務分析機構普遍採用CAPM技術，估計公司股本的要求回報。

CAPM的公式如下：

$$\text{股本的預期要求回報} = \text{無風險利率} + \text{名義市場風險系數}(\beta) \times \text{風險溢價} + \text{特定風險}(\epsilon)$$

對公司要求的股本回報指投資者預期賺取股息及資本增值（作為承擔風險的回報）的總回報率。上市公司應用資本資產定價模式（「CAPM」）計算股本投資的要求回報率。

CAPM參數

在釐定EMIR的股本折現率時應用的參數於估值日期如下：

二零一零年 十二月三十一日	美國	資料來源	英國	資料來源	加拿大	資料來源
無風險利率	4.06%	美國15年 國債及 票據利率	3.87%	英國15年 最優基準 曲線	3.32%	加拿大15年 最優基準 曲線
市場回報	6.76%	15年標普 500指數 回報	6.94%	15年金融 時報100 指數回報	9.43%	15年S&P/ TSX綜合 指數回報
估計市場風險系數	0.856	公司 特定風險	8.0%	規模溢價	6.28%	

估計風險系數乃按可資比較公司的經調整風險係數價值的平均值計算。可資比較公司為按主要業務（即勘探及生產石油及天然氣）而選出，絕大部分公司位於哈薩克斯坦共和國內。

規模溢價6.28%為按二零一零年SBBI手冊^a中「估算資本成本的主要可變因素」一節中所發表的結果。特定溢價8.0%乃經與管理層商討有關於哈薩克斯坦經營石油及天然氣業務所承受的政治及經濟風險後達至，此溢價的一部分反映未成熟公司本身所面臨的風險。其他部分則反映市場性的折現率。

a： SBBI手冊指Ibbotson Associates（晨星的公司）每年發佈的「股票、債券、票據和通脹手冊」。該手冊被視為進行業務估值時釐定資本成本的行業標準之一。

平均CAPM股本成本為24.23%。根據債務股本比率0%計算，加權平均資本成本（「WACC」）為24.23%。鑒於EMIR行業、其預測及特殊情況，我們認為此WACC值屬合理。

估值評論

對石油資產的權益進行估值，須考慮所有影響有關業務營運及其產生未來投資回報能力的所有相關因素。估值所考慮的因素包括但不限於以下各項：

- 有關業務的性質；
- 有關業務的財務狀況及整體經濟前景；
- 有關業務的經營性合約及協議；
- 預期經營業績；及
- 礦業營運的財務及業務風險，包括收入的連續性及預期未來業績。

由於購買協議的前提條件僅規定就ADEK區塊中四個油田當中三個油田（不包括Emir）取得生產合同，故並無考慮Emir油田的現有估值。Emir亦為四個油田中開發最少的油田，故最不可能達成獲得有關合同的資本開支要求。然而，我們注意到，Emir獲得生產許可證的概率仍不為零，故其成為具商業利益油田的可能性始終存在。

石油資產的估值模式載於附錄A。

估值結論乃基於國際估值標準所頒佈公認的估值程序及慣例，甚為依賴使用眾多假設及考慮若干不確定因素，而該等假設及因素並非全部均可輕易量化或確定。此外，儘管我們認為有關事宜的假設及考慮因素屬合理，該等假設及因素本身在業務、經濟及競爭方面仍存在重大不確定因素及或然因素，而其中不少並非EMIR、貴公司及仲量聯行西門有限公司所能控制。

風險因素

依賴主要行政人員

由於 貴公司於對經驗豐富的管理及技術人員存在激烈競爭的行業內經營，故 貴公司的日後成功頗大程度上取決於其主要行政人員及技術人員的持續服務。在沒有即時及足夠候選人士的情況下，該等人員離職會對有關業務造成重大不利影響。

經濟考慮因素

哈薩克斯坦經濟於過去十年強勁增長，但有關增長視乎政府的特殊政策及地區因素而定。無法保證將會實現預期經濟增長，或哈薩克斯坦未來社會及經濟變動將會對EMIR有利。

實現預測及未來規劃

此計算部份以EMIR的管理層提供的過往財務資料及未來規劃為依據。我們已假設所提供資料的準確性並於達致估值計算時在頗大程度上依賴有關資料。由於預測與未來有關，預測與實際業績通常將會出現差異，在若干情況下，該等差異或會屬重大。因此，得出的價值或會不同，視乎任何上述資料所需的調整而定。

估值意見

根據此估值報告所概述的調查及分析結果，我們認為，石油資產於估值日期的公平市值合理呈列為**270,490,000美元（貳億柒仟零肆拾玖萬美元正）**。

代表

仲量聯行西門有限公司

Ian D. Buckingham
高級地質師

He Shunyi 博士
高級地質師

肖榮閣 博士
高級地質師

陳銘杰
區域董事

謹啟

附註：

Buckingham先生在石油行業擁有逾36年的豐富經驗。他曾涉足地質工程、勘探、項目管理、質量控制、估值及盡職審查等廣泛領域。彼為美國石油地質家協會及澳大利亞石油勘探協會會員。Buckingham先生作為勘探地質學家開始其職業生涯。於過往年度，彼幫助成立油氣及採礦業的多家公司及常規。Buckingham先生亦在石油行業的估值及諮詢方面（包括ExOil、Moby Oil（均為澳大利亞的公眾公司）、Coplex Resources NL、Enterprise Energy、畢馬威會計師事務所及Essential Petroleum企業融資部的估值及／或地質審查）擁有豐富經驗。

Buckingham先生目前為仲量聯行西門的顧問，亦為Global Resources & Infrastructure Pty Ltd.的創辦人。就符合上市規則第18.23條的規定而言，彼為合資格估值師。

He博士畢業於中國地質大學，獲得地理學博士學位，並為中國石油學會會員。彼於油氣行業積逾10工作經驗，擅長石油測井、地震解釋及儲量建模，以及大範圍的淺海及湖相盆地儲量估計。He博士在其職業生涯中早期曾在中國國家石油天然氣集團公司工作，當中彼負責評估儲量、油井設計，並對松遼盆地及中國東北其他地區進行地質調查；最值得一提的是於二零零四年負責開展大慶東部盆地油田的儲量估計及岩石物理建模工作。彼亦大量參與中石油天然氣集團的數字測井設計及鑽探數據庫落實。截至二零零九年，He博士近期參與中亞的油田工作，監督哈薩克斯坦北布扎奇油田的儲量估計及油井結構規劃，以及敘利亞Oudeh油田的岩石物理及油井設計研究。

肖博士為中國地質大學教授，在採礦行業累積逾35年經驗。肖博士在其職業生涯中在礦物學、礦床調研、礦物發展科學及採礦可行性研究以及估值評估方面累積豐富經驗。最近，肖博士參與中國西北部准噶爾盆地大量石油及天然氣的儲量估計。肖博士為加拿大採礦、冶金及石油協會(CIM)會員及中國地質學會資深會員及礦床學專業委員會副秘書長。彼亦為原地質礦產部科技進步獎的多次獲獎者。

陳先生在估值及企業顧問行業擁有豐富工作經驗。彼向中國、香港、新加坡及美國不同行業內的多間已上市及上市公司提供一系列估值服務。陳先生亦曾參與若干中國國有及私營企業大規模首次公開發售工作。彼在礦物礦產、採礦權及相應項目投資累積豐富估值經驗。彼曾參與中國多間採礦公司項目投資。彼乃國際諮詢師、估值師及分析師協會成員(IACVA)，亦為加拿大採礦、冶金及石油協會(CIM)會員，同時為香港會計師公會及澳洲會計師公會會員。

所有上述人士披露，彼等於EMIR、本公司、其子公司或其資產中並無權益；且彼等現時及過去並無以任何身份受僱於EMIR、本公司或其子公司。彼等的薪酬並不取決於現有估值結果。

1. 責任聲明

本通函乃遵照上市規則的規定提供有關本公司的資料，各董事願共同及個別對本通函承擔全部責任。各董事在作出一切合理查詢後確認，就彼等所深知及確信，本通函所載資料在各主要方面均屬準確完整，且無誤導或欺詐成分，亦並無遺漏其他事項，致使本通函所載任何聲明或本通函產生誤導。

2. 權益披露

(a) 董事及主要行政人員於股份及相關股份中擁有的權益

截至最後實際可行日期，本公司董事及主要行政人員於本公司或其任何相聯法團（定義見證券及期貨條例第XV部）的股份、相關股份及債權證（倘有）中擁有根據證券及期貨條例第XV部第7及8分部須知會本公司及聯交所的權益或淡倉（包括根據證券及期貨條例的條文而當作或視為擁有的權益及淡倉），或根據證券及期貨條例第352條的規定須登記於本公司的登記冊內的權益或淡倉，或根據上市發行人董事進行證券交易的標準守則（「標準守則」）須知會本公司及聯交所的權益或淡倉如下：

(i) 於本公司或其相聯法團的股份、相關股份及債權證的權益及淡倉

董事姓名	法團名稱	身份／權益性質	股份／相關 股份總數	佔法團權益的 概約百分比
張瑞霖	本公司	受控制法團權益 (附註1)	1,414,600,000	53.6%
趙江巍	本公司	受控制法團權益 (附註1)	1,414,600,000	53.6%
張瑞霖	FEEL	實益擁有人 (附註1)	999	9.99%

董事姓名	法團名稱	身份／權益性質	股份／相關 股份總數	佔法團權益的 概約百分比
趙江巍	FEEL	實益擁有人 (附註1)	9,000	90.0%
Forrest Dietrich	本公司	實益擁有人 (附註2)	6,819,489	0.26%
麥雅倫	本公司	實益擁有人 (附註2)	9,092,712	0.34%
梅建平	本公司	實益擁有人 (附註2)	1,267,933	0.05%
Jeffrey Miller	本公司	實益擁有人 (附註2)	1,811,333	0.07%

附註：

- (1) FEEL由張先生及趙先生分別擁有9.99%及90%權益。
- (2) 該等權益包括本公司股份獎勵計劃項下未行使的購股權中的權益，有關詳情載於招股章程。

(b) 擁有根據證券及期貨條例第XV部第2及3分部須予披露的權益或淡倉的人士

於最後實際可行日期，下列人士（本公司董事或主要行政人員除外）於本公司股份及相關股份中擁有須根據證券及期貨條例第336條的規定須登記於該條所指的登記冊內的權益或須根據證券及期貨條例第XV部第2及3分部的條文向本公司及聯交所披露的權益，有關詳情載列如下：

於本公司股份及相關股份的權益及淡倉

股東名稱	權益性質	持有股份	佔本公司 權益的概約 百分比
FEEL	實益擁有人 (附註1)	1,414,600,000	53.6
車峰	受控制法團權益 (附註2)	252,196,000	9.55
Harmony Energy Limited	實益擁有人 (附註2)	237,438,000	8.99
David Bonderman	受控制法團權益 (附註3)	230,838,000	8.74
James Coulter	受控制法團權益 (附註3)	230,838,000	8.74
TPG (包括TPG Star Energy Ltd及TPG Star Energy Co-Invest LLC)	實益擁有人 (附註3)	230,838,000	8.74

附註：

- (1) FEEL由張先生及趙先生分別擁有9.99%及90%權益。
- (2) Harmony Energy Limited為Ever Union Capital Limited的全資子公司。車峰先生為Ever Union Capital Limited的唯一股東，可對Ever Union Capital Limited實益擁有的證券進行投票表決及投資控制。Harmony Energy Limited直接持有237,438,000股股份。Ever Union Capital Limited直接持有14,758,000股股份。因此，車峰先生被視為於合共252,196,000股股份中擁有權益。

- (3) TPG Star Energy Ltd.的唯一股東為TPG Star, L.P. (一家特拉華州有限合夥人)，由TPG Star, L.P.的一般合夥人TPG Star GenPar, L.P. (一家特拉華州有限合夥人) 管理。TPG Star GenPar, L.P.由其一般合夥人TPG Star GenPar Advisors, LLC. (一家特拉華州有限公司) 管理。TPG Star GenPar Advisors, LLC.的唯一股東為TPG Holdings I, L.P. (一家特拉華州有限公司)，TPG Holdings I, L.P.由其一般合夥人TPG Holdings I-A, LLC (一家特拉華州有限公司) 管理。TPG Holdings I-A, LLC的唯一股東為TPG Group Holdings (SBS), L.P. (一家特拉華州有限公司)，TPG Group Holdings (SBS), L.P.由其一般合夥人TPG Group Holdings (SBS) Advisors, Inc. (一家特拉華州有限公司) 管理，其股東為David Bonderman及James Coulter。TPG Star Energy Co-Invest, LLC為一家特拉華州有限公司，其管理成員為TPG Star Advisors, L.L.C. (一家特拉華州有限公司)。TPG Star Advisors, L.L.C.的唯一成員為TPG Ventures Holdings, L.L.C. (一家特拉華州有限公司)。TPG Ventures Holdings, L.L.C.的管理成員為TPG Ventures Partners, L.P. (一家特拉華州有限合夥人)，而TPG Ventures Partners, L.P.由其一般合夥人TPG Ventures Professionals, L.P. (一家特拉華州有限合夥人) 管理。TPG Ventures Professionals, L.P.由其一般合夥人Tarrant Advisors, Inc. (一家德克薩斯公司) 管理。Tarrant Advisors, Inc.的唯一股東為Tarrant Capital Advisors, Inc. (一家特拉華州公司)，其股東為David Bonderman及James Coulter。

除上文所披露者外，於最後實際可行日期，據本公司所知，並無任何其他人士（本公司董事及主要行政人員除外）於本公司股份及相關股份中擁有須根據證券及期貨條例第336條規定須登記於該條所指的登記冊內的權益或淡倉，或根據證券及期貨條例第XV部第2及3分部須向本公司及聯交所披露之股份權益或淡倉。

3. 購股權計劃及股份獎勵計劃

有關本公司購股權計劃及股份獎勵計劃的詳情載於招股章程。於二零一一年，預期股份酬金開支約人民幣6,200,000元將予以確認。

4. 董事的服務合同

於二零零九年十一月二十日，張瑞霖及趙江巍（各為執行董事）各自分別與本公司及MIE訂立服務合同，有關服務合同可每年續約，除非(i)由任何一方發出十二個月的提前通知予以終止，或(ii)於出現若干情況時（如董事嚴重違背或反覆違背服務合同），由本公司或MIE（如適用）予以終止。倘本公司或MIE（如適用）終止服務合同，則張瑞霖及趙江巍將可收取一筆相等於彼等於各自服務合同項下全年基本薪資的遣散費，惟出現上文(ii)項所述情況者例外。

除上文所披露者外，於最後實際可行日期，各董事概無與經擴大集團任何成員公司訂立任何現時仍然有效，並非一年內屆滿或本公司不可於一年內不付賠償（法定賠償除外）而終止的服務合同，亦不擬訂立此服務合同。

5. 董事於本集團資產或合同或安排（指對經擴大集團影響重大者）之權益

於最後實際可行日期，

- (i) 各董事概無直接或間接在經擴大集團任何成員公司自二零一零年十二月三十一日（即本集團最近期刊發的經審核財務報表的結算日）以來所購入或出售或租賃，或建議購入或出售或租賃的任何資產中擁有任何權益。
- (ii) 各董事概無於任何仍然有效，且對經擴大集團的業務影響重大的合同或安排中擁有任何重大權益。

6. 競爭權益

於最後實際可行日期，概無董事或彼等各自的聯繫人於與經擴大集團的業務構成競爭或可能構成競爭的業務中擁有任何權益（就此而言，乃指假設彼等任何一位為本公司的控股股東，則須根據上市規則第8.10條作出有關披露）。

7. 專家資格及同意書

以下為提供本通函所載意見或建議的專家資格：

名稱	專家資格
羅兵咸永道會計師事務所	執業會計師
天職香港會計師事務所有限公司	執業會計師
Chapman Petroleum Engineering	獨立技術顧問
仲量聯行西門有限公司	獨立估值師

上述各專家已各自就刊發本通函發出同意書，同意按照本通函所載的形式及內容轉載其報告／函件及／或引述其名稱或見解，且迄今並無撤回同意書。

於最後實際可行日期，上述各專家各自概無實益擁有本集團任何成員公司的任何股本權益，亦無任何權利（不論是否可依法強制執行）可認購或提名他人認購本集團任何成員公司的證券。

於最後實際可行日期，上述各專家於經擴大集團任何成員公司自二零一零年十二月三十一日（即本公司最近期刊發的經審核財務報表的結算日）以來已收購或出售或租賃，或擬收購或出售或租賃的任何資產中概無擁有任何直接或間接權益。

8. 重大合同

除下文披露者外，經擴大集團的任何成員公司在最後實際可行日期前兩年內並無訂立任何重大合同（不包括經擴大集團在日常業務運作上訂立的合同）：

1. TPG Star Energy Ltd、FEEL、MIE與本公司於二零零九年六月十九日訂立系列A優先股認購事項及認沽期權協議，內容有關以對價53,000,000美元認購本公司系列A優先股及其認沽期權（連同相同訂約方於二零零九年七月九日、二零零九年十月三十日及二零一零年十一月二十七日分別訂立的系列A優先股認購事項及認沽期權協議修訂本、系列A優先股認購事項及認沽期權協議第二次修訂本及系列A優先股認購事項及認沽期權協議第三次修訂本）；
2. Standard Bank Plc.、FEEL、張瑞霖、尚志國、趙江巍、MIE與本公司於二零零九年六月二十四日就有關Standard Bank Plc.通過FEEL購買197,049股本公司股份於二零零九年一月十二日訂立的股份購買協議訂立股份購買協議修訂本；
3. Standard Bank Plc.、FEEL、MIE與本公司於二零零九年六月二十六日就有關於二零零九年一月十二日訂立的購股權協議（據此，Standard Bank Plc.獲授予購股權，以購買8,000,000美元的本公司普通股或FEEL持有的優先股）訂立的第一份經修訂及重述協議；
4. Standard Bank Plc.、FEEL、TPG Star Energy Ltd、MIE與本公司於二零零九年七月九日就本公司股份訂立的股東協議（連同TPG Star Energy Ltd、FEEL、Sino Link Limited、MIE與本公司於二零零九年十月三十日訂立的經修訂及重述股東協議及TPG Star Energy Ltd.、TPG Star Energy Co-invest LLC、Harmony Energy Limited、FEEL、Sino Link Limited、MIE與本公司於二零一零年三月十日訂立的第二份經修訂及重述股東協議）；
5. Sino Link Limited、張瑞霖、趙江巍、尚志國、MIE、FEEL與本公司於二零零九年十月二十六日訂立的股份購買協議，內容有關Sino Link Limited以對價約9,000,000美元向FEEL購買本公司系列A優先股及其認沽期權；

6. FEEL、Standard Bank Plc.、張瑞霖、趙江巍、尚志國、MIE與本公司於二零零九年十月三十日訂立的股份購買協議，以對價4,867,110美元通過Standard Bank Plc.購回197,049股本公司股份；
7. FEEL、Standard Bank Plc.、MIE與本公司於二零零九年十月三十日就終止上文(3)段所述購股權協議所載Standard Bank Plc.持有的購股權而訂立的終止協議；
8. TPG Star Energy Ltd、TPG Star Energy Co-Invest LLC、Sino Link Limited、FEEL、MIE與本公司於二零零九年十二月十五日就TPG Star Energy Co-Invest LLC於上文(4)段所載股東協議下的責任訂立的附帶協議；
9. Harmony Energy Limited、張瑞霖、趙江巍、尚志國、MIE、FEEL與本公司於二零一零年二月五日訂立的股份購買協議，內容有關Harmony Energy Limited以對價約90,000,000美元向FEEL購買本公司的系列B優先股；
10. TPG Star Energy Ltd、Harmony Energy Limited、FEEL、MIE與本公司於二零一零年三月十日訂立的信貸支持協議，內容有關Harmony Energy Limited以對本公司系列B優先股作出第一級押記的形式向TPG Star Energy Ltd提供擔保及抵押（連同TPG Star Energy Ltd、Harmony Energy Limited、FEEL、MIE與本公司於二零一零年十一月二十七日訂立的信貸支持協議修訂本）；
11. FEEL、張瑞霖與趙江巍於二零一零年十一月二十三日以本公司為受益人訂立的不競爭契據；
12. FEEL、張瑞霖與趙江巍於二零一零年十一月二十三日為本公司就法律訴訟、房地產及知識產權產生的遺產稅、稅項及虧損的彌償保證作出的彌償保證契據；
13. 中國華電集團資本控股有限公司與本公司於二零一零年十一月二十六日訂立的基礎配售協議，內容有關以對價約10,000,000美元認購股份；
14. Atlantis Investment Management Limited與本公司於二零一零年十一月二十八日訂立的基礎配售協議，內容有關以對價約20,000,000美元認購股份；

15. FEEL、張瑞霖、趙江巍、本公司、摩根大通證券(亞太)有限公司、德意志銀行香港分行與中銀國際亞洲有限公司就香港公開發售股份於二零一零年十一月三十日訂立的香港包銷協議；
16. 本公司、FEEL、張瑞霖、趙江巍、Harmony Energy Limited、Sino Link Limited、TPG Star Energy Ltd.、TPF Star Energy Co-Invest LLC、J.P. Morgan Securities Ltd.、中銀國際亞洲有限公司與德意志銀行香港分行就國際發售股份於二零一零年十二月七日訂立的國際包銷協議；
17. 本公司與Acap Limited於二零一一年二月一日訂立的聘用函(連同於二零一一年二月十四日訂立的補充函件)；及
18. 購買協議。

9. 訴訟

於最後實際可行日期，本公司或其任何子公司概無涉及任何重大訴訟、仲裁或索償，且據董事所知，於最後實際可行日期，本集團概無尚未了結或面臨重大威脅的訴訟、仲裁或索償。

於最後實際可行日期，就董事所深知、盡悉及確信，根據賣方所提供信息，目標公司或其任何子公司概無涉及任何重大訴訟、仲裁或索償，且據董事或賣方所知，於最後實際可行日期，目標集團概無尚未了結或面臨重大威脅的訴訟、仲裁或索償。有關賣方所涉法律訴訟，請參閱本通函「董事會函件－目標公司資料－法律訴訟」一節。

10. 備查文件

由本通函日期起計14日(包括該日)的一般辦公時間內，在本公司的香港主要營業地點香港皇后大道東1號太古廣場三期28樓可查閱以下文件：

- (a) 本公司組織章程大綱及本公司組織章程細則；
- (b) 本附錄「重大合同」一段所述的重大合同；
- (c) 招股章程；
- (d) 本公司截至二零一零年十二月三十一日止財務年度的已刊發年報；

- (e) 本通函附錄二所載目標公司的會計師報告；
- (f) 羅兵咸永道會計師事務所編製有關經擴大集團未經審核備考財務資料的報告，全文載於本通函附錄三；
- (g) 由合資格人士編製的合資格人士報告，全文載於本通函附錄四；
- (h) 由合資格估值師編製的估值報告，全文載於本通函附錄五；及
- (i) 本附錄「專家資格及同意書」一段所述的同意書。

11. 其他資料

- (a) 本公司聯席公司秘書為麥雅倫先生（加拿大特許會計師協會認證的特許會計師）及朱敏怡女士（英國特許秘書及行政人員公會及香港特許秘書公會會員）。
- (b) 本通函分別以英文及中文編製。文義如有歧異，應以英文本為準。