

第十四節：獨立技術報告

A分節：RPS報告



309 Reading Road, Henley-on-Thames, Oxfordshire, RG9 1EL, United Kingdom
T +44 (0)1491 415400 F +44 (0)1491 415415 E rps@rpsgroup.com W rpsgroup.com

赤道幾內亞的海上O區塊及I區塊的石油資產估值

為回應Glencore International AG於二零一零年九月提出的要求及於二零一零年十二月三日與Glencore International AG簽署的聘用函，RPS Energy Consultants Limited (「RPS」) 已完成有關Glencore Exploration Limited及Glencore Exploration (EG) Limited (統稱「Glencore」) 分別擁有權益的赤道幾內亞的海上O區塊及I區塊的液態烴 (「該等財產」) 的獨立估值。該兩塊區塊由Noble Energy EG Limited (「Noble」, 「營運商」) 營運。

本節所載資料由RPS應Glencore International AG的要求發出，為於二零一零年十二月三日訂立的聘用函所詳列的工作之一部分，並受當中所載條款及條件限制。本報告乃為載入有關全球發售的招股章程之特定目的而編製。本報告符合英國金融服務管理局的招股章程規則所載的規定，於編製過程中已考慮有關一致實施歐洲委員會的招股章程規例第890/2004號的推薦建議 (歐洲證券監管機構委員會 (現時的歐洲證券及市場監管機構 (「ESMA」) 公佈 (於二零一零年四月刊發諮詢文件後於二零一一年三月二十三日更新) 的ESMA推薦建議，內容有關礦業公司的招股章程之內容。

本節所載的RPS工作乃以直至二零一零年九月三十日為止的獲提供數據及資料為依據。估值乃假設實際日期為二零一零年十二月三十一日而作出。

O區塊及I區塊均發現液態烴及氣體，預期於任何日後發現中該兩項物質。原地碳氫化合物量的審核包括液態及氣態烴。然而，由於將來自赤道幾內亞水源的烴液化石油氣貨幣化的計劃尚未成熟，故本文所呈列的估值限於液態 (原油及凝析油) 的價值。

倘發現或勘探區橫跨兩個區塊邊界，RPS已假設營運商的相同股權分拆。這些並不代表RPS對各區塊的相關勘探區的意見。

工作由RPS的專業石油工程師、地學科學家及經濟學家團隊依據透過Glencore提供的營運商數據進行。本部分列示的所有儲存量及資源量釋義與估計均以2007 SPE/AAPG/WPC/SPEE石油資源管理系統 (「石油資源管理系統」) 為依據。

吾等解決問題的方法乃為了審核營運商於基本假設個案就油田地學科學及工程數據使用的技術詮釋是否合理，並檢討有關該基本假設個案的各項參數的不確定性範圍，以估計初步的原地及可開採石油量。就可開採量而言，Glencore就地學科學數據所採用的技術詮釋已檢討。

UK | USA | Canada | Australia | Malaysia | Singapore | The Netherlands | Ireland | Abu Dhabi

RPS Energy Consultants Limited: Registered in England No. 3287074. Centurion Court, 85 Milton Park, Abingdon, Oxfordshire OX14 4RY, United Kingdom **RPS** Group Plc

資格

RPS為專門進行石油儲集層評估及經濟分析的獨立顧問公司。RPS僅會以收費形式提供專業服務。有關評估工作由RPS Energy的董事(地球科學) Gordon Taylor先生監督。Taylor先生為特許地學科學家及註冊工程師，於上游石油及氣體方面擁有逾30年經驗。

參與是次工作的其他RPS僱員至少持有地質學、地球物理學、石油工程或相關學科的碩士學位，或最少具備五年地質學、地球物理學或石油工程的相關實際工作經驗。

意見基準

本文所呈列的結果反映出吾等按照獲採納專業調查標準作出的知情判斷，但受與地質、地球物理或石油工程數據有關的普遍認可不確定性所限。工程乃按吾等對目前適用於該等權益的石油法例、稅務及其他規例的認知範圍進行。然而，RPS的身份並不能證實資產業權、財務利益關係或與資產有關的產權負擔。

吾等乃按照Glencore獲提供及其所提供的數據作出估計。吾等已接納該等數據的準確性及完整性，並無就此進行獨立核證。

由於海上油田尚未開發及至今區塊上並無設置任何設施，故認為毋需進行實地視察。

本節所載資料乃RPS作出的最佳專業判斷及不得被視為對結果作出的擔保或預測。讀者應理解任何評估(尤其涉及勘探及未來石油開發的評估)均會於短時期內因出現新資料而需作出重大修改。如聘用函內所協定，RPS無法及不會保證其所作出的任何詮釋的準確性或正確性。特別是RPS不會保證所進行的工作將會是任何形式的地質或商業結果擔保。

本部分所載資料具體且純粹與標的資產有關，且以多項假設為附帶條件，本文內載有該等假設的概要。除非獲得RPS批准，否則本部分所載的資料不得全部或部分轉載或再分發予非收件人的任何其他人士，或未經RPS明確書面同意下為任何目的而全部或部分刊發。在僅轉載或刊發節錄的情況下，除與涉及首次公開發售的通函及招股章程有關者外，未經RPS明確批准下其他內容一概不得轉載或刊發。

RPS已就刊發本招股章程、於本招股章程內載述其名稱及於招股章程內載列本資料及引述本部分所載資料發出書面同意，且迄今並無撤回其書面同意。就招股章程規則第5.5.3R(2)(f)條而言，RPS就招股章程本部分所載本部分載列的資料及載列提述本部分所載資料的該等部分負責，並表明據RPS所深知及深信，已採取一切合理審慎的措施確保本文所載的資料乃按照事實載列及並無遺漏有可能會影響該資料的任何事項。

此致

Glencore International plc
轉交Glencore International AG
轉交Glencore UK Ltd
50 Berkeley Street
London
W1J 8HD

RPS Energy



董事(地球科學)

Gordon R Taylor, CEng, CGeol
謹啟

二零一一年五月四日

SPE/WPC/AAPG/SPEE油儲量及資源量釋義

下列乃摘錄自SPE/WPC/AAPG/SPEE石油資源管理系統2007，採用石油資源管理系統的章節排序與拼寫。

1.0 基本原則及釋義

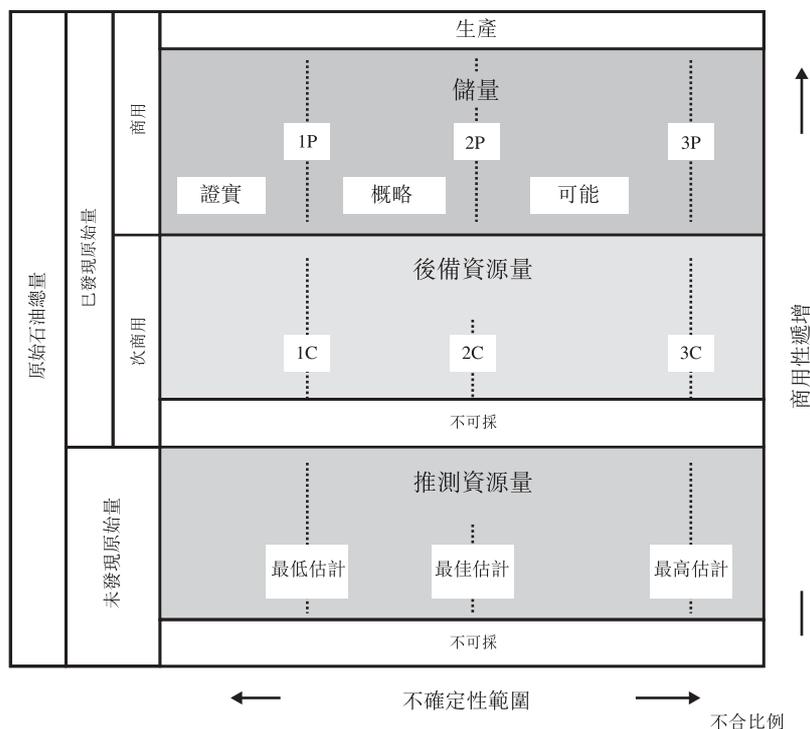
石油資源數量之估計涉及闡釋擁有固有程度之不明朗因素之體積及價值。該等數量有關於各階段之設計及執行之發展工程。根據預測生產情況及採收，一致分類系統之使用可提高項目、項目組別及公司總組合間之比較。諸如此類之系統須考慮能影響項目的經濟可行性、生產年期及相關現金流量之科技及商業因素兩者。

1.1 石油資源分類架構

所謂石油者，為一種由氣體、液體或固體烴化合物組成之自然產生混合物。石油亦可能含有非烴化合物，其一般指二氧化碳、氮、硫化氫及硫。在若干罕見情況下，非烴化合物成分可達50%以上。

本文所用詞語「資源」意指包括於地殼上或地殼內自然產生、已發現及未發現(可採收及不可採收)之所有石油數量加上已生產之該等數量。此外，其包括所有石油類型，無論現時被視為「常見」或「非常見」。

表A1-1為SPE/WPC/AAPG/SPEE資源分類體系之圖示。該體系界定主要可採收資源分類：產品、儲量、或有資源及推測資源，以及不可採收之石油。



圖B.1：資源分類架構

「不確定性範圍」反映透過項目可自積集區採收之估計數量之範圍，而縱軸指「商用性」，即項目將得以開發及達到商業生產狀況之機會。下列定義應用於資源分類內之主要分部：

初步石油地質含量總量指估計於自然產生積集區原始存在之石油數量。其包括於生產前估計(於

指定日期) 將包含已知積集區內之石油數量，加上於積集區內尚待發現之估計數量(相當於「資源總量」)。

已發現之初步石油地質含量指於生產前估計(於指定日期) 將包含於已知積集區內之石油數量。

生產指於指定日期已採收之累計石油數量。於估計所有可採收資源及按銷售產品規格計量生產時，亦計量未加工生產(出售加上未出售)數量，並須支持基於儲集層虧空率之工程分析。

多樣發展項目可應用於各已知積集區，而各項目將採收初步石油地質含量之估計部分。該等項目將分拆為商業及次商業，而估計可採收數量則分別分類為儲量及或有資源，定義見下文。

儲量指自指定日期起於界定情況下透過將發展項目應用於已知積集區預期將可商業採收之石油數量。儲量須進一步符合四個情況：彼等必須根據已進行之發展工程列入被發現、可採收、商業化及剩餘(於估值日期)。儲量根據有關估計之確定水平進一步細分，並可根據項目到期日再分類及／或按發展及生產狀況定性。

或有資源指估計(於指定日期) 自已知積集區將可潛在採收之石油數量，但應用之工程由於一個或多個或有因素而尚未被視為足夠成熟用於商業發展。或有資源包括(例如) 當前無可行市場，或商業採收依賴發展技術，或積集區估值不足以清晰估計商業化之工程。或有資源根據有關估計之確定水平進一步細分，並可根據工程到期日再分類及／或由發展及生產狀況定性。

未發現之初步石油地質含量指估計(於指定日期) 包含於積集區內仍有待發現之石油數量。

推測資源指估計(於指定日期) 可透過應用未來發展項目自未發現積集區可採收之石油數量。推測資源有發現之相關機會及發展機會。推測資源根據有關可採收估計(假設彼等之發現及開發)之確定水平進一步細分，並可根據項目到期日再分類。

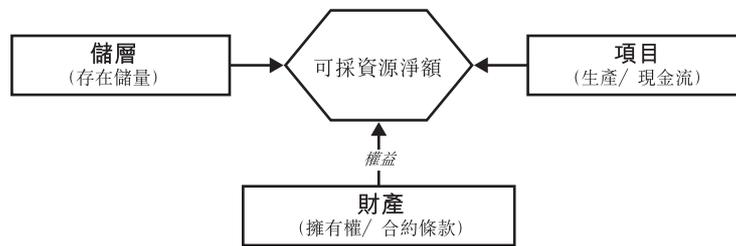
不可採收指估計(於指定日期) 不可透過未來發展項目採收之該部分已發現或未發現之初步石油地質含量數量。由於商業情況變動或技術發展出現，該等數量之一部分可於日後成為可採收；剩餘部分由於液體與儲集層岩相互作用之物理／化學限制，可能永遠不會被採收。

估計最終採收率(EUR)不是資源類別，但為可應用於任何積集區或一組積集區(已發現或未發現)之詞語，以界定估計(於指定日期) 可根據既定之技術及商業條件潛在可開採之石油數量加上已生產之數量(可採收資源總量)。

1.2 以項目為基礎之資源評估

資源評估程序包括識別採收項目或有關石油積集區之多個項目、估計初步石油地質含量之數量、估計各項目可採收之該等地質含量之數量之有關部分，以及根據其到期日狀況或商業化機會將項目分類。

以項目為基礎之分類系統之概念透過檢測用於評估可採收資源淨值之主要數據來源獲進一步闡明(見表A1-2)，可闡述如下：



圖B.2：資源評估數據來源

- 儲集層(積集區)：關鍵特性包括初步石油地質含量之類型及數量及影響石油採收之液體及岩石財產。
- 項目：應用於特定儲集層開發之各個項目產生獨有生產及現金流量計劃。有關項目之技術、經濟或合約限制之該等時間表之時間整合界定各個項目之估計可採收資源及相關未來現金流量淨額預測。EUR與初步石油地質含量總量之比率界定發展項目之最終採收效率。工程可按不同水平及到期日階段界定；其可能包括一個或多個油井及相關生產及加工設施。一個項目可發展多個儲集層，或多個項目可應用於一個儲集層。
- 財產(租賃或特許地區)：各項財產可能有獨有相關合約權利及責任(包括財政條款)。該資料允許規定各參與者分佔已生產數量(配額)及分佔各採收項目及其所應用之儲集層之投資、開支及收益。一項財產可包括多個儲集層，或一個儲集層可蘊藏不同財產。一項財產可以包括已發現及未發現積集區。

於本數據關係全文中，「項目」被視為於本資源分類中之主要因素，及可採收資源淨值為來自各個項目之增加數量。項目指石油積集區與決策程序間之聯系。工程可能(例如)構成開發單一儲集層或油田，或增加開發生產油田，或整合發展多個油田及具有共同所有權之相關設施。一般而言，單獨項目將指決定是否繼續進行(如投入更多資金)所依據之水平，而該項目應有估計可採收數量之相關範圍。

石油積集區或潛在積集區受若干處於不同勘探或開發階段之獨立及不同項目所規限。因此，積集區可能同時在多項資源類別內有可採收數量。

為分配任何類別之可採收資源，發展計劃需予以界定(由一個或多個項目組成)。甚至就推測資源而言，估計可採收數量須以來自發展項目(假設成功採收及商業開發)之銷售產品之條款予以列賬。鑒於在此初期階段所涉及之主要不明朗因素，將不會在到期日後詳細預期發展項目。在大多數情況下，採收效率在頗大程度上基於類似項目。就不能使用現時或合理預測技術改良所界定可行項目之地質含量數量而言，被分類列為不可採收。

並非所有技術上可行之發展計劃均可商業化開發。發展項目之商業化可行性取決於對將於項目活動包含之時段將存在之條件之預測。「條件」包括技術、經濟、法律、環境、社會及政府因素。而經濟因素可概述為預測成本及產品價格，相關影響包括(但不限於)市況、交通及加工基建、財政條款及稅項。

被估計之資源數量為自一項目可生產之資源量，而資源量乃根據銷售點或保管轉移之交貨規格計量。自估值日起至生產中止，累計生產為餘下可採收數量。相關年度現金流量之總和產生估計未來收入淨額。當現金流量根據界定貼現率及時間段予以貼現時，貼現現金流量之總和稱為項目之淨現值(NPV)。

許可證概覽

Glencore於O區塊經營石油業務的權利於赤道幾內亞共和國與Glencore Exploration Ltd於二零零四年七月十三日簽署的生產分成合約(「O區塊生產分成合約」)內界定。

Glencore於I區塊經營石油業務的權利於赤道幾內亞共和國與Glencore Exploration (EG) Ltd於二零零零年二月三日簽署的生產分成合約(「I區塊生產分成合約」)內界定。

RPS並無對Glencore根據該等生產分成合約的權利發表意見。

Glencore以非經營參與合夥人身份於I區塊生產分成合約擁有23.75%股權(經營權益)及以非經營參與合夥人身份於O區塊生產分成合約擁有25%股權(經營權益)。下表概述合夥人及彼等各自於O區塊及I區塊的權益。GEPetrol於I區塊持有5%附帶權益。GEPetrol於O區塊持有30%股權，其中10%為附帶權益。

Glencore於O區塊及I區塊的經營權益

合夥人	I區塊權益	O區塊權益
	(%)	
Glencore Exploration (EG) Limited	23.75	
Glencore Exploration Limited		25
Noble Energy (技術營運商)	38	45
Atlas Petroleum International Limited (行政營運商)	27.55	
Osborne Resources Limited	5.7	
GEPetrol	5	30

該等區塊內有兩項政府批准開發項目Aseng及Alen；五處油田(Carmen、Diega A-sand、Diega B-sand、Felicita及Yolanda)及多個勘探區。

許可證狀況

I區塊的首個勘探許可證的生效日期為二零零零年二月三日，而O區塊的首個勘探許可證的生效日期則為二零零四年七月十三日。Aseng開發區目前的開採期由開發計劃獲批准當日(二零零九年六月二十九日)起計為期25年，同樣地，Alen開發區目前的開採期由開發計劃獲批准當日(二零一一年一月十一日)起計為期25年。

如下表所列示，承包商集團已於I區塊完成首個及第二個初步開採階段(各為期三年)及延長期間的全部工程承擔。第二個延長期間已延長，並將於二零一三年十月三日屆滿。I區塊至今的全部活動包括收購整個區塊的3D地震資料及鑽探六個鑽井I-1至I-6。

I區塊工程承擔

I區塊生產分成合約	承擔	
首個初步開採階段	購買約1,000公里2D地震資料	完成
第二個初步開採階段	鑽探一個深度最淺3,000公里的鑽井	完成
首個延長期間	鑽探一個鑽井	完成
第二個延長期間	鑽探一個鑽井	完成

承包商集團已於O區塊完成下表所列示的全部工程承擔。O區塊現時以評估區方式持有至二零一三年五月十日，並無其他合夥責任。O區塊至今的全部活動包括收購3D地震資料及鑽探五個鑽井O-1至O-5。

O區塊工程承擔

O區塊生產分成合約	承擔	
首個初步開採階段	收購800公里 ⁽²⁾ 3D。鑽探一個鑽井	完成
第二個初步開採階段	鑽探一個鑽井	完成
首個延長期間	鑽探一個鑽井	完成
第二個延長期間	鑽探一個鑽井	完成

地質概覽

O區塊及I區塊均位於Douala盆地，Douala盆地位於赤道幾內亞的海上，位處Cameroon Volcanic Line(CVL)東南面，附近一帶為新生代玄武岩火山，形成海底海脊將Douala盆地與西北面的多產Niger Delta盆地分隔。Douala盆地的泥沙源自Cameroon的Sanaga河污水處理系統。Douala盆地處於靜止地帶，自早白堊世以來甚少受到毀壞。

時至今日，O區塊及I區塊內的碳氫化合物勘探集中於中新統剖面。該時期的沙粒散落在邊坡環境之上，形成一排又一排由十分之低的彎曲濁流岩伸延出來的獨立橫向河道淤積物。這些沙粒的淨移動比較高，粒間孔隙度良好及孔隙連通性高。

喀麥隆的石油在岸上滲出，加上赤道幾內亞的O區塊及I區塊的貯存石油及氣體，印證白堊世及第三紀石油系統的存在。

Alen及Aseng沙粒屬中新統年代。Aseng及Alen蓄積沙石儲存於相對受局限體系的大陸斜坡上的深海裝置內，容許高的沙淨移動比。井口及地震數據顯示儲集層成一直線，接連不斷較具厚度的沙石物體似乎呈現幾何學上的接駁河床，並形成一連串疊起來的河床沙石。於河床因撕裂而被遺棄後，有可能伯因泥板岩填入而造成上山封口。

發現狀況及勘探區概述

Aseng發現在水深處879米到1,024米，完全位於I區塊生產分成合約許可範圍內。該儲集層屬地層封閉式的中新世河床砂礦。遍佈油田的井口擁有交切的天然氣、石油與水柱，對深處的天然氣石油(GOC)與石油水源(OWC)接觸面的深度提供良好控制。已於Aseng儲集層上鑽探超過20個鑽孔以穿透井口。

Alen油田主要位於O區塊內，儘管油田一小部分向下傾部分領域延伸到I區塊。水深範圍從76米到679米。四個井口井滲透封閉式的中新世河床砂礦。相信該油田純粹是凝析氣田，目前並無發展油柱。

Felicita發現位於O區塊水深63米處。一個井口透封閉式的中新世河床砂礦油藏。這項發現含氣凝結在水面。

Diega (A-Sand)發現位於I區塊水深631米處。一個井口透封閉式的中新世河床砂礦油藏。這項發現含氣凝結在水面。Diega (B-Sand)亦滲透同一個井口。該井口鑽遇過油氣體在這個水平上，但沒有遇到水接觸。Diega (B-Sand)積集塊跨越O區塊及I區塊。

Carmen位於O區塊水深50米處。一個井口透封閉式的中新世河床砂礦油藏。該井口鑽遇濕氣體通過一個油柱。

Yolanda發現位於I區塊水深895米處。一個井口透封閉式的中新世河床砂礦油藏。該項發現含氣體，但並無發現水接觸面。

在O區塊及I區塊的眾多早中新世時代砂礦內找到大量勘探區。

資源量及儲量

儲量及資源量方法論

儲量及資源量分類

所有儲量及資源量釋義與估計以及風險因素乃按照2007 SPE/AAPG/WPC/SPEE石油資源管理系統(「石油資源管理系統」)列示，並由RPS向Glencore匯報。

在估計下列儲量及資源量時，RPS已採用標準石油工程技術。這些技術結合地質與生產數據，以及有關流體性質和油藏壓力的詳細資料。RPS已估計數據計量及詮釋的固有不確定性的程度，並計算出一系列的可採資源量。RPS的工作已假設Glencore所提供的資產經營權益屬正確無誤，RPS並無進行調查，亦無對Glencore於該等財產的權益作出任何保證。

碳氫化合物資源量及儲量估計乃根據知識、經驗與行業慣例作出的判斷，並局限於可獲提供的數據。因此，該等估計並不精確且在一定程度上依據可能被證明是不準確的詮釋。估計於作出時屬合理者，或會因可進行其他勘探或評估活動時出現新信息而產生重大變化。

風險評估

已就所有油藏及或有資源量的商業成功機會及推測資源量的地質成功機會作出評估資產估計及估計。於石油資源管理系統內，前者稱為開發機率(CoD)及後者稱為發現機率(亦稱為CoD)。為避免首字母縮略字出現混淆，吾等於本文件內採用與發現機率同義的詞彙地質成功機率(GPoS)。

或有資源量

就此而言成功機會意味著可商業提取的數量的估計機會或概率。或有資源量包括目前還沒有開發計劃或銷售合約的證明碳氫化合物積集物，及太小或藏於儲集層內質量差強人意且按現行價格商業發展證明碳氫化合物積集物。因此，估計將商業提取的數量的機會可能要解決這商業性(即合約或石油價格考慮因素)及技術(即技術，以解決產能低的儲集層)的問題。

推測資源量(勘探開採量)

與或有資源量的風險評估不同，在處理未鑽孔的開採量有一個更獲公認的推測資源量的行業風險評估方法。標準做法乃指定一個地質成功概率(GPoS)，代表烴源岩的可能性、收費、儲集層、圈閉和密封相結合，以產生現時的碳氫化合物藏量。RPS的風險評估既考慮發揮風險和前景的風險。成功的機會和前景的發揮相乘給予地質成功概率(GPoS)中。吾等考慮三個因素評估發揮風險：源、儲集層、密封。吾等考慮四個因素評估前景的風險：陷阱、密封、儲集層及費用。結果是發現碳氫化合物量的機會或概率屬所界定的範圍內(載於下文「不確定性估計」一段)。這並非一個估計商業成功的機會。

不確定性估計

估計預期碳氫化合物量是評估過程的一個組成部分。正常做法乃指定範圍內的物量估計，是因為不確定性究竟發現或前景有多大。估算範圍通常是在一個概率的方式進行(即採用蒙特卡羅模擬)，使用範圍為每個輸入參數得出一個範圍的輸出量。整體不確定性的關鍵因素乃數據不確定性、詮釋不確定性和模式不確定性。

輸入參數的體積、總體積岩石(隕石)、孔隙率、淨對毛比(N:G)、水飽和度(S_w)、液體膨脹係數(B_o 或 B_g)和採收率乃分開考慮。RPS的最佳實踐內部指引的特徵為在這些參數適當輸入參數。

在容積系統偏差評估是行之有效的現象。有一種傾向估計參數，以在更大程度上是有道理的精度比⁽¹⁾和偏見預鑽概算偏高。Rose及Edwards茲觀察量的趨勢中對評估的範圍過於狹窄和過大的低端和平均估計。RPS使用基準 P90/P10比率及已知油田的粒度分佈的合理性檢查的估計量。

審核方法

RPS按照石油工程師學會頒布的石油工程評價中提出的估算相關的標準和所載的普遍接受石油工程評估原則(「SPE審核標準」)來審核儲量及資源估計。

正如任何RPS的審計審查了營運商的詮釋及資料，並著手進行必要的測試與程序，以確定合理的營運商的資源量或儲量估計。在這種情況下，營運商工作進行的審查只限於Aseng及Alen油田。RPS對O區塊及I區塊的其他發現進行審核及Glencore對開採量存貨進行審核。

在這種情況下，RPS的做法乃審查地球科學和工程數據的合理性的技術詮釋。如有需要RPS已進行獨立的重新詮釋，以編製生產技術上合理的基本情況的詮釋。RPS其後檢討營運商繞這個基本情況的每個參數的不確定性範圍，已被用來估計各油田的石油原地及可收回儲量範圍。每個模式已建立一個生產組合。此外，RPS已審核了營運商的估計營運成本(Opex)及資本支出(Capex)的合理性。

下表列示RPS所確定O區塊及I區塊的估計儲量及資源量。

於二零一零年十二月三十一日的儲量(不包括資源量)

	儲量								
	油田總計			Glencore經營權益 ⁽²⁾			Glencore淨權益 ⁽¹⁾		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
	(百萬桶)								
Aseng ⁽³⁾	97	113	131	23	27	31	27	30	32
Alen ⁽⁴⁾	45	82	128	11	20	32	10	17	26

附註：

- (1) 承包商的淨權益乃彼等應佔採用生產分成合約(生產分成合約)的條款計算的成本油及利潤油。Aseng儲量包括Atlas Petroleum的持有還款。
- (2) Glencore於O區塊擁有25%的經營權益。Glencore於I區塊擁有23.75%的經營權益。
- (3) 包括石油及凝析油。
- (4) 此估值採用營運商假設Alen於O區塊擁有95%權益及於I區塊擁有5%權益。RPS不會就權益釐定目的而言就此分拆發表意見。

(1) Rose, P.R., 1987. Dealing with Risk and Uncertainty in Exploration : How Can We Improve? AAPG Bulletin, 71 (1), 第 1-16頁。

O區塊及I區塊於二零一零年十二月三十一日的或有資源量(區塊)(不包括儲量)

	或有資源量								
	油田總計			Glencore經營權益 ⁽¹⁾			Glencore淨權益		
	1C	2C	3C	1C	2C	3C	1C	2C	3C
液體(百萬桶)⁽³⁾									
Yolanda ⁽⁴⁾	3.3	5.2	7.5	0.8	1.2	1.8	___(2)	___(2)	___(2)
Felicita ⁽⁴⁾	1.8	3.2	5.5	0.4	0.8	1.4	___(2)	___(2)	___(2)
Diega (A-Sand) ⁽⁴⁾	3.3	6	10	0.8	1.4	2.4			
Diega (B-Sand) ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	24	52	99	5.7	12	24	4	8	14
Carmen (B-Sand) ⁽⁴⁾	5.1	10	20	1.3	2.0	4.9	___(2)	___(2)	___(2)
氣體(十億立方呎)									
Aseng	419	519	640	100	123	152	___(2)	___(2)	___(2)
Alen	471	850	1,326	118	213	332	___(2)	___(2)	___(2)
Yolanda	393	506	640	93	120	152	___(2)	___(2)	___(2)
Felicita	49	71	104	12	18	26	___(2)	___(2)	___(2)
Diega (A-Sand)	122	176	249	29	42	59	___(2)	___(2)	___(2)
Diega (B-Sand)	46	94	193	11	22	46	___(2)	___(2)	___(2)
Carmen (B-Sand)	24	39	64	6	10	16	___(2)	___(2)	___(2)

附註：

- (1) Glencore於O區塊擁有25%的經營權益。Glencore於I區塊擁有23.75%的經營權益。
- (2) 並無對含少量液體的氣體及積集物進行估值，因此並無估計淨權益。
- (3) 包括石油及凝析油。
- (4) Yolanda及Diega A 100%位於I區塊；Felicita及Carmen 100%位於O區塊；Diega B約90%位於I區塊，10%位於O區塊。該等約數已於估值內採用(如有需要)。RPS不會就權益釐定目的而言就此等分拆發表意見。

O區塊及I區塊於二零一零年十二月三十一日的推測資源量(區塊)(不包括儲量)

	推測資源量(未確定風險)										
	原地			可開採							GPoS (%)
	總計			總計			Glencore經營權益 ⁽¹⁾				
	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10		
石油(百萬桶)											
Arabella ⁽²⁾⁽³⁾	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Adriana NE ⁽²⁾	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Sarah A ⁽²⁾	53	78	111	16	31	56	3.8	7.4	13.3	29	
Isidora ⁽²⁾	33	58	99	10	23	50	2.4	5.5	11.9	33	
Regina A ⁽²⁾	24	49	97	7	20	49	1.7	4.8	11.6	42	
Sofia ⁽²⁾	26	58	126	8	23	63	1.9	5.5	15	47	
Carla ⁽²⁾⁽³⁾	210	400	749	63	160	375	15.4	39	91	23	
凝析油(百萬桶)											
Arabella	13	23	39	3.9	9.2	20	1	2.3	5	44	
Adriana NE	5.2	14	36	1.6	5.6	18	0.4	1.4	4.5	47	
Sarah A	6.7	10	15	2.0	4.0	7.5	0.5	1.0	1.8	29	
Isidora	4.6	8.1	14	1.4	3.2	7.0	0.3	0.8	1.7	33	
Regina A	3.3	6.8	14	1.0	2.7	7.0	0.2	0.6	1.7	42	
Sofia	3.6	8.2	18	1.1	3.3	9.0	0.3	0.8	2.1	47	
Carla	29	56	107	8.7	22	54	2.1	5.4	13.2	23	
氣體(十億立方呎)⁽⁴⁾											
Arabella	189	325	553	142	260	470	35	65	117	44	
Adriana NE	76	198	514	57	158	437	14	40	109	47	
Sarah A	118	173	245	89	138	208	21	33	49	29	
Isidora	58	102	175	44	82	149	10	19	35	33	
Regina A	42	86	172	32	69	146	8	16	35	42	
Sofia	46	103	224	35	82	190	8	19	45	47	
Carla	369	707	1327	277	566	1,128	68	138	275	23	

附註：

- (1) Glencore於O區塊擁有25%的經營權益及於I區塊擁有23.75%的經營權益。
- (2) Sarah A、Isidora、Regina A及Sofia 100%位於I區塊；Adriana NE 100%位於O區塊；Arabella 90%位於O區塊，10%位於I區塊；Carla 50%位於O區塊，50%位於I區塊。該等約數已於估值內採用(如有需要)。RPS不會就權益釐定目的而言就此等分拆發表意見。
- (3) Glencore於Arabella及Carla的權益為區塊經營權益的加權平均數。
- (4) 氣體量包括惰性氣體。

Alen開發計劃

Alen開發計劃分兩個階段進行。在第一階段，會產生冷凝水與採收氣體以保持壓力。天然氣將產自位於油田上傾在外地的三個鑽井，冷凝水將被剝奪在平台及乾氣將被重新注入儲集層向下探底。據推測此階段將持續至少三年。第二階段將開始產氣時，已準備好天然氣銷售的基礎設施及其他可用天然氣銷售的商業安排。所生產的凝析油出口將穩定通過海底管道向Aseng的FPSO儲存和銷售卸載。這將節省與供凝結水使用的獨立儲存和卸載裝置有關的成本。

營運商的概念選擇需要兩個固定平台，即一個很好的保護平台及一個生產平台。生產平台將包括一個寬大的保護罩及頂邊與加工設備、水電設備及宿舍。兩個固定平台將是新建的結構。這個概念提供了一個機會令Alen油田於Alen經過籌劃開發後成為日後的天然氣樞紐區。Alen可先行開發，然後添置更多的設施／衛星平台，因其他氣體會運往Alen進行加工處理。

Alen油田將從表面井在固定平台場地上與天然氣重新注入海底樹和井口系統產生。遠程海底油井將被連接到主體固定平台和海底油管。臍環也將提供支持所需的控制和維護與海底系統相關的功能。

固定平台將安裝該等線路(拉式系統，I-管等)所需的安裝和處理工具。固定平台亦將會安裝海底控制系統及運營海底系統所需的支持公用設備(如控制面板站、液壓動力單元及臍終止單位等)。

預期Alen會由二零一四年一月一日開始首次生產。

下表列出Alen油田日產凝析油量的估計產量及說明了預期的高產穩產期、生產高峰時間安排及預期的下降與油田壽命。

Alen的平均年產率和累計採收

年份	較低情況(P90)		基本情況(P50)		較高情況(P10)	
	累計產量	年度日產量	累計產量	年度日產量	累計產量	年度日產量
	(百萬桶)	(標準桶/日)	(百萬桶)	(標準桶/日)	(百萬桶)	(標準桶/日)
二零一四年	11.9	32,643	12.0	32,832	12.2	33,482
二零一五年	23.8	32,570	24.0	32,832	24.5	33,482
二零一六年	34.1	28,186	36.0	32,878	36.7	33,573
二零一七年	40.3	17,020	47.1	30,359	48.9	33,444
二零一八年	43.4	8,295	56.0	24,313	60.7	32,152
二零一九年	44.7	3,623	63.3	20,109	70.8	27,581
二零二零年	45.3	1,597	69.1	15,796	79.3	23,362
二零二一年	45.6	789	73.3	11,630	87.1	21,335
二零二二年	45.7	459	76.3	8,275	94.2	19,630
二零二三年	45.8	307	78.5	5,771	100.5	17,196
二零二四年	45.9	226	79.9	4,092	105.8	14,435
二零二五年	46.0	178	81.0	2,997	110.0	11,575
二零二六年	46.0	148	81.9	2,293	113.4	9,127
二零二七年	46.1	128	82.5	1,817	116.0	7,304
二零二八年	46.1	114	83.1	1,479	118.2	6,047
二零二九年	46.2	103	83.5	1,216	120.1	5,110
二零二零年	46.2	95	83.9	1,012	121.7	4,384
二零三一年	46.2	88	84.2	848	123.1	3,775
二零三二年	46.3	83	84.5	719	124.3	3,264
二零三三年	46.3	78	84.7	611	125.3	2,816
二零三四年	46.3	74	84.9	526	126.2	2,453
二零三五年	46.3	70	85.1	456	127.0	2,154

Aseng開發計劃

Aseng將由五名生產者開發及已鑽探一個噴射給水器及已經完成在海底鑽孔鑽兩個中心。除此之外，另外兩個噴射給水器已鑽探及I-1和I-2將完成用作天然氣噴射器，I-2將只會於已評估生產和注射性能且認為有需要時使用。該等井口將被回接到FPSO，這將是一輛經過改裝的VLCC油輪。石油出口將受到油輪轉輸。

儲集層管理計劃包括注入水(如需要)和天然氣替代維持空隙率(從而保持地層壓力)。於油田壽命較後期，可以增加氣舉(氣舉閥將被包括在最初的完井)。

預期Aseng會由二零一二年一月一日開始首次生產。

下表列出Aseng油田日產凝析油量的估計產量及說明了預期的高產穩產期、生產高峰時間安排及預期的下降與油田壽命。

Aseng油田的液體生產率及20年後的累計回收(總計，100%。基本)

日期	較低情況(P90)		基本情況(P50)		較高情況(P10)	
	累計產量	年度日產量	累計產量	年度日產量	累計產量	年度日產量
	(百萬桶)	(標準桶/日)	(百萬桶)	(標準桶/日)	(百萬桶)	(標準桶/日)
二零一二年	18	50,000	18	50,000	18	50,000
二零一三年	36	48,821	37	50,000	37	50,000
二零一四年	50	36,952	52	41,920	53	45,934
二零一五年	60	29,628	65	35,093	66	35,667
二零一六年	68	21,748	74	26,673	78	31,000
二零一七年	75	17,560	82	19,858	87	24,470
二零一八年	80	14,100	88	16,726	94	20,291
二零一九年	84	11,005	93	13,985	100	17,379
二零二零年	88	10,397	97	10,830	106	15,373
二零二一年	91	9,567	101	10,362	110	11,488
二零二二年	94	7,160	104	9,792	114	10,838
二零二三年	95	3,215	107	9,156	118	10,367
二零二四年	96	2,641	109	5,255	121	9,847
二零二五年	97	2,828	110	3,019	125	9,167
二零二六年	97	1,381	111	2,647	127	5,849
二零二七年			112	2,756	128	3,260
二零二八年			113	2,400	129	2,685
二零二九年					130	2,666
二零三零年					131	2,923
二零三一年					132	1,685

附註：

凝析油加液率

Diega B名義開發計劃

Diega B砂礦的名義開發計劃乃以海底接回約20公里外的Aseng FPSO為基礎。Diega B砂礦具有優良的儲集層品質，因此在所有情況下從每個Aseng水平井得出的初始平均數為10,000標準桶/日。為了盡量減少海底管道數量，海底鑽探從模板已經承擔。所有生產者需要預先鑽探。三個生產井和一個注水井將可能需要達到30,000bopd高產穩產量。該油田預定於二零一四年陸續投產，屆時認為Aseng系統有充足的耗損量。

已假設與Aseng兩至三年的高產穩產期相若的年期。該預測為期25年。

儲量的估值

估值假設

一般資料

估值的生效日期為二零一一年一月一日，這已被用作估值的貼現日期。所有價值為後稅值，並以一系列貼現率列示。已假設年度通脹率為百分之二，且應用於成本和收益上。

石油價格

如下表所列示，估值是基於長期預測布蘭特（長期價格的二零一零年實際83.75美元／標準桶）作出。以低價格為例（二零一零年實際65美元／標準桶）及高價格為例（二零一零年實際100美元／標準桶）亦顯示在表中當日貨幣（付款當日價），並已用於價格敏感用途。

布蘭特油價預測

	低價例子 (美元／ 標準桶， 付款當日價)	基價例子 (美元／ 標準桶， 付款當日價)	高價例子 (美元／ 標準桶， 付款當日價)
二零一零年	77.84	78.59	79.09
二零一一年	74.00	85.00	95.00
二零一二年	71.50	87.00	102.00
二零一三年	70.00	88.00	106.00
二零一四年	70.36	90.65	108.24
二零一五年	71.77	92.47	110.41
二零一六年	73.20	94.32	112.62
二零一七年	74.66	96.20	114.87
二零一八年	76.16	98.13	117.17
二零一九年	77.68	100.09	119.51
二零二零年	79.23	102.09	121.90
二零二一年起	+2% (每年)	+2% (每年)	+2% (每年)

RPS價格預測由兩部分組成：(i)二零一一年至二零一三年的近期價格預測是基於RPS短期付款當日價預測（載於上表）及(ii)由二零一四年起則基於二零一零年低價／中位數情況／高價情況下的遠期等值實際價格65美元／83.75美元／100美元，通脹分別為每年百分之二，以得出付款當日價價格。最終低／中／高價預測結合了近期及遠期價格預測，以上表表示並應用於付款當日價估值。

付款當日價有時亦指名義或即期價格，其包含全年通脹的影響，並反映貨幣的時間價值。例如，假設全年通脹率為2%，二零一零年的中間情況油價83.75美元將等於一年後（二零一一年）的85.43美元。85.43美元為以付款當日價得出數字。相反，如按付款當日價計算，預測一年後（二零一一年）的價格為83.75美元，即等於二零一零年的價格為82.11美元（即83.75/1.02美元）。82.11美元為按實際價格得出的數字。因此，如上表所示，按付款當日價計算，二零一零年的中間情況油價83.75美元，將相等於二零一四年的90.65美元。二零一四年後每年的預測價格將較前一年的預測價格增加2%。

以下說明通脹的影響：

	二零一零年	二零一一年	二零一二年	二零一三年	二零一四年	二零一五年
	(美元)					
實際價格	83.75	83.75	83.75	83.75	83.75	83.75
付款當日價格	83.75	85.43	87.13	88.88	90.65	92.47
實際價格	83.75	82.11	80.50	78.92	77.37	75.85
付款當日價格	83.75	83.75	83.75	83.75	83.75	83.75

Aseng原油價格乃假設與布蘭特原油價有差百分之三的差距，這項假設已被應用到Diega發現。Alen凝析油價格假設為與布蘭特價格相同。

天然氣價格

Aseng及Alen開發計劃的發展均並無出現天然氣銷售，且鑒於不成熟的赤道幾內亞水域烴類氣體貨幣化計劃，此估值不包括未來可能的天然氣銷售。

估價方法

Aseng及Alen

Aseng油田位於「I區塊」生產分成合約區內(即D15區塊海上比奧科島的生產分成合約)。Alen油田橫跨O區塊及I區塊的生產分成合約區。為了進行估價，RPS已假設根據O區塊生產分成合約的條款，95%的Alen位於O區塊內，而根據I區塊生產分成合約的條款，5%的Alen位於I區塊內。作為首個通過近似的估值，假設油田利用將在此基礎上。RPS並無對油田單位化發表意見。各區塊的相對比例均取自Alen開發計劃，但不一定是RPS的意見。假設Alen的5%處於I區塊及與Aseng油田P50的發展情況無關。空白表格程式的貼現現金流量模式乃為了實踐I區塊及O區塊生產分成合約的條款而建立。

財政制度和合約條款

Glencore益當中擁有權益的產品分成合約屬赤道幾內亞的慣常現象。按生產速率、收回成本的百分比從淨收入和承包商的利潤份額的基礎上向該國家支付特許權使用費。生產獎金和一廢棄儲備基金也適用。承建商須公司稅的承包收入。誠如Glencore所表明，且符合Aseng及Alen開發計劃意見書，對來自I區塊及O區塊的收入按稅率25%徵稅。

估值概要

Aseng的估值

於應用經濟限制及自I區塊生產分成合約產生權益收入後，Aseng油田的1P、2P及3P儲量於下表概述。

Aseng油田儲量概要(Glencore淨可採量)

	總儲量 (百萬桶)	淨權益儲量 (百萬桶)
證明儲量(1P).....	97	27
證明+概略儲量(2P).....	113	30
證明+概略+可能儲量(3P).....	131	32

估值儲備的Aseng在1P、2P及3P的儲量估值對二零一一年以後的基礎上提出貼現範圍因素載於下表。

Aseng油田稅後估值(Glencore淨可採量)

貼現率	稅後淨現值			
	0.0%	5.0%	10.0%	15.0%
	(百萬美元，付款當日價)			
證明儲量(1P).....	1,355	1,133	966	836
證明+概略儲量(2P).....	1,496	1,234	1,041	893
證明+概略+可能儲量(3P).....	1,649	1,333	1,108	941

該等價值對油價不確定性的敏感度乃採用下文所述的低價及高價個案計算並載列如下。

Aseng淨現值₁₀對油價的敏感度(Glencore淨可採量)

價格個案	日後淨收益的淨現值 ₁₀		
	1P	2P	3P
	(百萬美元，付款當日價)		
低價(65元).....	800	860	912
基價(83.75元).....	966	1,041	1,108
高價(100元).....	1,117	1,207	1,288

Alen的估值

於應用經濟限制及自O區塊及I區塊生產分成合約產生權益收入後，Alen油田的1P、2P及3P儲量於下表概述。

Alen油田儲量概要

	總儲量 (百萬桶)	淨權益儲量 (百萬桶)
證明儲量(1P)	45	10
證明+概略儲量(2P)	82	17
證明+概略+可能儲量(3P)	128	26

估值儲備的Alen油田在1P、2P及3P的儲量估值對二零一一年以後的基礎上提出貼現範圍因素載於下表。

Alen油田稅後估值 (Glencore淨可採量)

貼現率	稅後淨現值			
	0.0%	5.0%	10.0%	15.0%
	(百萬美元，付款當日價)			
採用RPS成本估計				
證明儲量(1P)	259	151	73	17
證明+概略儲量(2P)	665	419	255	144
證明+概略+可能儲量(3P)	1,148	687	412	240
採用營運商成本估計				
證明儲量(1P)	290	182	104	48
證明+概略儲量(2P)	691	447	284	173
證明+概略+可能儲量(3P)	1,174	715	441	270

該等價值對油價不確定性的敏感度乃採用下文所述的低價及高價個案計算並載列如下。

Alen淨現值₁₀對油價的敏感度 (Glencore淨可採量)

價格個案	日後淨收益的淨現值 ₁₀		
	1P	2P	3P
	(百萬美元，付款當日價)		
低價 (65元)	(15)	126	233
基價 (83.75元)	73	255	412
高價 (100元)	167	368	542

於應用經濟限制及自I區塊及O區塊生產分成合約產生權益收入後，Diega B油田的1C、2C及3C或有資源量於下表概述。

Diega B油田或有資源量概要

	總資源量 (百萬桶)	淨權益儲量 (百萬桶)
1C資源量	23	4
2C資源量	49	8
3C資源量	91	14

環保及設施

環保許可證及狀況

RPS推行的健康和安檢討論概述如下。Alen及Aseng油田開發項目的審核乃基於RPS所獲提供數據的詮釋進行，確認這兩個項目已全面遵守赤道幾內亞的適用法律和法規和公認的最佳油田慣例。

赤道幾內亞的法律

下表載列與項目有潛在相關性的赤道幾內亞的主要法律概覽。

法例	說明
Law Regulating the Environment in the Republic of Equatorial Guinea: Ministry of Fishing and Environment (二零零四年一月頒佈)	訂明有關法律和哲學基礎的基本規範的養護，保護和恢復環境，促進可持續利用自然資源的同時，赤道幾內亞共和國可實現人類可持續發展。
Hydrocarbon Law. Ministry of Mines, Industry and Energy. 8/2006 (二零零六年十一月，「The Hydrocarbon Law」)	訂明發牌及批出的勘探和生產權的框架，並授權MMIE與石油公司簽訂合約。在法律框架內的油氣法進行了更新，提供必要的覆蓋範圍內的油氣行業的元素，以前不存在或沒有充分滿足政府需求。
Law of Territorial Seas and Exclusive Economic Zone (一九八四年十一月)	界定赤道幾內亞對其領海的主權及確定其於該地域的海洋資源的權利。這項主權根據國際法，在水域、海床、底土及海洋資源以及上覆空域行使。

社會及環境影響評估

該兩個項目均受到赤道幾內亞的環境管理法律框架下的環境法規限制，因此，營運商向赤道幾內亞的監管當局提供了社會及環境影響評估（「SEIA」），據此，有關環境保護，管理標準和程序將在項目不斷實施。

SEIA充份地對該建議項目可能對環境及社區造成的潛在影響進行評估。SEIA亦提供建議的緩解措施，以降低風險／影響到在合理可能的水平。SEIA的標準超出環境影響研究的規定。

總而言之，每個項目的SEIA表明，業務營運完全符合赤道幾內亞的適用法律和法規，且充份地對項目可能造成的任何潛在影響作出評估／減輕任何潛在的影響。

溢油緊急應變計劃

這兩塊油田均被納入在一個認可溢油緊急應變計劃（「OSCP」）內，其中包括溢油事故的操作和責任事宜。

營運商OSCP提供了發行溢油事故時的清晰指引及確認責任，亦提供項目具體的建模數據，估計石油洩漏的位置並劃出估計擱淺地點。

(此 乃 白 頁 特 此 留 空)