

Teleconferința OMV Petrom privind Decizia Finală de Investiție Neptun Deep – Transcriptul sesiunii de Întrebări și Răspunsuri

În 21 iunie 2023, OMV Petrom a anunțat printr-un raport curent Decizia Finală de Investiție (FID) pentru Neptun Deep. Conferința telefonică pentru investitori și analiști a fost transmisă în direct prin webcast pe 22 iunie 2023, la ora locală 15:00. **Mai jos este transcrierea sesiunii de întrebări și răspunsuri, cu editări pentru lizibilitate și clarificări (traducere efectuată din limba engleză).**

Întrebări de la Jonathan Lamb (Wood & Co): Bună ziua, felicitări. Este o zi minunată. Vreau să vă întreb despre disponibilitatea tuturor elementelor pentru ca aceste lucruri să se întâmple la timp. Aveți deja platforma de foraj rezervată și toate companiile de inginerie, contractorii gata să înceapă?

Răspuns de la Christina Verchere (CEO): Vă mulțumim că sunteți alături de noi. Da, suntem de acord, este un moment minunat astăzi. În ceea ce privește procesul de licitație, Cristi vă va răspunde la întrebare.

Răspuns de la Cristian Hubati (membru EB E&P): Suntem chiar acum în procesul final de licitație. Nu am aprobat ofertele finale deoarece așteptăm validarea planului de dezvoltare a zăcămintului depus la autoritatea de reglementare. Dar suntem pregătiți.

Răspuns de la Alina Popa (CFO): Bună ziua, Jonathan, și din partea mea, sunt foarte fericită că împărtășim cu tine acest moment minunat pentru noi. Aș spune că, în ceea ce privește disponibilitatea, avem opțiuni, avem un proces competitiv, deci suntem foarte încrezători că vom putea respecta calendarul și vom începe producția de gaze în 2027, pe baza a ceea ce avem pe masă acum.

Întrebări de la Raphael Dubois (Societe Generale): În primul rând, permiteți-mi să vă felicit pentru că ați luat FID pe Neptun. Am câteva întrebări, vă rog. Prima este: există un acord de stabilitate fiscală care a fost semnat cu România? Am asistat la impunerea impozitării veniturilor suplimentare, așa că ar fi minunat să știm dacă ne putem aștepta la stabilitate.

A doua întrebare: înțeleg volumele în creștere, costul de producție per bep mai mic. Dar, puteți spune dacă ar trebui să ne așteptăm la un Rezultat din Exploatare constant sau mai bun per bep în divizia dvs. de E&P? Și aceeași întrebare pentru fluxul de numerar pe bep, ar fi util.

Și, în cele din urmă, ați semnat deja vreun contract de vânzare a gazelor? Sau este ceva pe care vă veți concentra acum că FID a fost luat?

Răspuns de la Christina Verchere: Mulțumesc, Raphael pentru cuvintele frumoase! În legătură cu primele două întrebări despre stabilitatea fiscală și îmbunătățirea Rezultatului din Exploatare și a fluxului de numerar, Alina le va răspunde și apoi Franck va răspunde la întrebarea ta despre contractele de vânzare a gazelor naturale.

Răspuns de la Alina Popa: Buna ziua și din partea mea, Raphael. Deci, dacă ne referim la fiscalitate, avem Legea Offshore care prevede niște principii de stabilitate. De asemenea, există un acord de concesiune cu anumite clauze de stabilitate. Așa cum am menționat în ceea ce privește Legea Offshore, mai sunt unele clarificări în curs, dar, în principiu, în ceea ce privește fiscalitatea, avem stabilitate acolo. Și vom continua să susținem cât de importante sunt stabilitatea și predictibilitatea de-a lungul parcursului acestui proiect. Cred că aceasta este datoria noastră, astfel încât să ne asigurăm că acest lucru este menținut și în viitor.

În ceea ce privește cea de-a doua întrebare legată de Rezultatul din Exploatare (EBIT) și predictibilitatea fluxului de numerar, avem, desigur, multă volatilitate a prețurilor. În ceea ce privește volumele, am menționat că după primul an, vom ajunge la platou, care va fi o producție foarte stabilă pe durata a aproape 10 ani, dar, desigur, avem

elementul de risc legat de prețuri, pe care suntem bucuroși să ni-l asumăm ca investitor în această industrie. Și depinde de modul în care vedem prețurile, s-ar putea să avem o anumită volatilitate de-a lungul anilor.

Răspuns de Franck Neel (membru EB G&E): Iti mulțumesc pentru întrebare. Și cum urmarești OMV Petrom de mulți ani, știi că, în ultimii ani, echipa de gaze și energie și-a construit capabilitatea în ceea ce privește marketingul, tradingul, obținerea de licențe, bineînțeles, în România, dar și în Europa de Sud-Est. Deci, sunt foarte încrezător împreună cu echipa mea în ceea ce privește posibilitatea de a comercializa acest gaz natural. Dar, desigur, din cauza legii concurenței și a faptului că partenerul nostru, Romgaz, este și principalul nostru concurent pe piață, nu pot dezvălui informații comerciale, așa cum îți poți imagina. Ceea ce pot să îți spun în ceea ce privește ce avem în vedere este că, datorită proximității sale, România se remarcă drept o piață atractivă, dar explorăm activ și opțiunile disponibile în cadrul Uniunii Europene. Estimăm că, datorită cererii și ofertei, oferta pe piață va depăși cererea în România, deci exportul va trebui să fie disponibil. Dar, de asemenea, suntem foarte încrezători, pe baza progresului înregistrat în ultimii patru ani, în dezvoltarea interconectării dintre România și țările vecine. Cred că operatorul de sistem, Transgaz au făcut o treabă excelentă. Deci, avem capacitate disponibilă în diferitele țări vecine, ceea ce ne oferă, de asemenea, siguranța că nu vom fi într-o piață captivă, dacă există o altă ofertă. Deci, cred că asta este important pentru noi să luăm și FID.

Întrebare de la Yuriy Kukhtanych (Millennium Capital Partners): În primul rând, vă mulțumesc pentru timpul acordat și felicitări pentru FID-ul proiectului, după ani de ezitare. Am trei întrebări, dar prima întrebare, este o clarificare. Deci, ați spus, ați luat FID ca și companie, din câte am înțeles, împreună cu Romgaz, dar FID nu este încă aprobat de guvern. Deci, dacă ați putea doar să clarificați ce trebuie făcut și ce așteptați de la guvern? Este doar o formalitate sau mai trebuie să facă și să aprobe niște detalii, specifice proiectului în sine? A doua întrebare se referă la investiții. Ați menționat că acestea sunt în continuare la 4 miliarde de euro. Cu toate acestea, ați spus că nu ați acordat încă contractele. Înțeleg că o mare parte din aceste investiții nu sunt încă contractate. Deci, aceste 4 miliarde de euro sunt o cifră foarte veche. Deci, câtă încredere aveți că acestea vor fi de 4 miliarde de euro, nu mai mult, mai ales într-un mediu extrem de inflaționist în care trăiți? Auzim de la fiecare companie de petrol și gaze din lume cum costurile cresc cu 20%-25% pentru noile dezvoltări. Deci, cum puteți avea încredere în această cifră de 4 miliarde de euro investiții? Iar a treia întrebare se referă la situația de securitate din Marea Neagră. Având în vedere proximitatea proiectului față de zona de război din Ucraina și din Marea Neagră, ce măsuri suplimentare trebuie să luați pentru a asigura securitatea dezvoltării și securitatea infrastructurii? Și cât vă va costa?

Răspuns de la Christina Verchere: Voi lua prima întrebare despre FID versus FDP. Este o întrebare foarte corectă de explicat. Alina va acoperi investițiile în ceea ce privește licitațiile, iar Cristi va acoperi întrebarea legată de Marea Neagră. Deci, decizia finală de investiție este o decizie care, evident, a fost luată de companie. Odată ce compania a luat această decizie, are apoi posibilitatea de a vota cu partenerul de proiect și am votat că suntem gata să depunem planul de dezvoltare a zăcămintului. Deci, planul de dezvoltare a zăcămintului a fost înaintat spre confirmare și vom aștepta aprobarea în acest sens. În mod clar, am fost în dialog permanent cu autoritatea de reglementare. Deci, ne așteptăm la o decizie rapidă în acest sens, iar apoi, vom putea face atribuirea contractelor. Autoritatea de reglementare are la dispoziție 90 de zile pentru a face acest lucru și sperăm că o vor face într-un timp mult mai scurt decât atât, având în vedere că am avut un dialog în prealabil. Alina, următoarea întrebare pentru tine.

Răspuns de la Alina Popa: Și în ceea ce privește investițiile, suntem într-adevăr foarte fericiți și muncim din greu pentru a rămâne sub cele 4 miliarde de euro pe care le-am indicat atunci când ne-am lansat strategia. În acest moment, avem aproximativ 70% până la 80% din aceste cheltuieli, estimate fie pe baza ofertelor preliminare, fie pe baza celor mai bune și finale oferte. Deci, suntem destul de încrezători că vom putea rămâne sub cele 4 miliarde de euro, de aceea am reconfirmat indicația noastră de acum doi ani.

Răspuns de la Cristian Hubati: După cum știți, operăm, chiar în timp ce vorbim, în Marea Neagră de mai bine de 40 de ani. Desigur, în timpul funcționării efective și în timpul proiectului, noi, ca operator prudent, vom lua toate măsurile necesare pentru a efectua operațiuni în siguranță. Desigur, pentru moment, nu se vede nicio întrerupere a

operațiunilor în Marea Neagră din cauza conflictului Rusia-Ucraina. Și, desigur, nu vedem niciun risc pentru dezvoltarea Neptun Deep din cauza acestui conflict.

Răspuns de la Christina Verchere: Vreau să spun, cred că este o întrebare foarte corectă și, evident, am discutat mult cu privire la acest lucru în general. Și singurul punct pe care l-aș adăuga este, evident, că suntem în dialog cu autoritățile române în această privință. Și, evident, un fapt foarte important este că România este o țară NATO.

Întrebare din partea Iuliane Ciopraga (Wood & Co): Bună ziua și felicitări pentru FID. În primul rând, referitor la prevederile Legii Offshore unde ați dorit clarificări. Ne puteți spune ce se întâmplă aici? Și în al doilea rând, RIR (rata internă de rentabilitate) de 12%, pe ce preț se bazează asta? Și a treia întrebare ar fi, cât costă sau v-ar costa să exportați gazul?

Răspuns de la Christina Verchere: Voi răspunde eu la prima întrebare. Alina, la a doua, și Franck o va lua pe a treia. Aveți perfectă dreptate, am lucrat din greu pentru a obține unele clarificări cu privire la Legea Offshore care a fost de fapt adoptată în mai 2022, așa că lucrăm la acest lucru de peste un an. De fapt, nu avem clarificările necesare. De aceea, pentru a evita orice întârziere în decizia de investiție, aplicăm un mecanism de soluționare care există în acordul de concesiune petrolieră pentru a solicita clarificări în acest sens. Cu toate acestea, acest lucru nu afectează în niciun fel ritmul proiectului. Și suntem încrezători că, odată ce problemele vor fi clarificate, și acest subiect va fi rezolvat. Alina, legat de RIR?

Răspuns de la Alina Popa: Menționez mai întâi că vorbim despre RIR pentru ciclul complet, acesta este un element important. Prin urmare, trebuie să adăugați la acest cost viitor pe care l-am dezvăluit de aproximativ 4 miliarde de euro (100%) și toate costurile din trecut. Deci aceasta este prima clarificare. Și apoi, în ceea ce privește prețurile, știți că nu dezvăluim prețurile noastre realizate. Aceasta este practica noastră generală. Dar, în principiu, ceea ce vedem legat de prețuri și ceea ce estimăm pentru momentul în care Neptun Deep va intra în producție este că prețurile la gaze naturale vor fi din ce în ce mai aliniate cu prețurile hub-ului european. Estimările noastre pentru prețurile hub-urilor, sunt undeva între 25 și 30 de euro pe megawatt-oră începând cu 2027. Și cred că prețurile hub-urilor sunt ceea ce aveți nevoie pentru a calcula restul, dar nu dezvăluim exact prețurile realizate. Vă mulțumesc.

Răspuns de la Franck Neel: La întrebarea legată de export, cred că este un pic mai complexă decât atât. Cred că depinde de spread-ul dintre piețe. Acum, dacă vă referiți la costurile de interconectare între piețe, depinde despre ce piață vorbim. Dar, de obicei, este între 1,5-2 euro pe megawatt-oră, costul de interconectare pentru a ieși din țară, și apoi este și costul variabil, în funcție de volumul de gaz.

Întrebare de la Tamas Pletser (Erste Group): Am două întrebări. În primul rând, ne puteți spune câte ceva despre profilul de producție al acestui proiect? Îmi amintesc că ați menționat în timpul prezentării că vă așteptați la producția de platou în jur de 140.000 de barili pe zi. Când vă așteptați să atingeți acest nivel? Și cum vă așteptați mai târziu la declinul acestei producții în viitor? Aceasta ar fi prima mea întrebare.

Și a doua mea întrebare ar fi despre comercializarea acestui gaz. Împărțiți acest gaz cu Romgaz? Sau vindeți împreună acest gaz, ceea ce produceți de la această companie de proiect? Deci, cum ne putem imagina procesul de vânzare a gazului natural produs?

Răspuns Christina Verchere: Cristi va răspunde întrebărilor cu privire la profilul de producție și, evident, când vine vorba de vânzarea gazelor, Franck va acoperi acest lucru.

Răspuns de la Cristian Hubati: Aveți dreptate, profilul producției arată un platou de 140.000 bep pe zi. Ne așteptăm să atingem acest obiectiv în 2028. Profilul producției: platoul va dura 10 ani, după care va scădea treptat în următorii opt ani.

Răspuns de la Franck Neel: Deci, cu partenerul nostru, Romgaz, volumul de gaze naturale va fi împărțit pe baza participației noastre, deci 50-50%. Fiecare parte este responsabilă de comercializarea gazului propriu. Separat.

Întrebare de la Oleg Galbur (Raiffeisen): Am trei întrebări. Prima se bazează pe nivelul proiectat al producției, ce nivel de redevențe vă așteptați să plătiți pentru producția Neptun Deep? A doua întrebare se referă la investiții. Ați putea, vă rog, să furnizați o împărțire anuală aproximativă a acestor 4 miliarde de euro?

Și în al treilea rând, pentru a putea vinde efectiv gazul natural produs la Neptun Deep, ar fi necesar ca o infrastructură suplimentară să fie dezvoltată de părți terte, cum ar fi Transgaz, de exemplu?

Răspuns de la Christina Verchere: Alina va acoperi primele două întrebări pe redevențe și investiții, iar apoi Franck va vorbi despre orice infrastructură suplimentară necesară pentru vânzarea gazului.

Răspuns de la Alina Popa: În ceea ce privește prima întrebare, în funcție de nivelul producției, vom avea o cotă aplicabilă de 13% pentru redevențe. În ceea ce privește a doua întrebare, este prea devreme pentru noi să avem o împărțire a investițiilor pe ani. Suntem într-adevăr în mijlocul procesului de licitație. Vor exista discuții intense în următoarele câteva luni, deci este prea devreme și nu sunt în măsură să ofer acest lucru astăzi.

Răspuns de la Franck Neel: pentru întrebarea legată de infrastructură. Da, există încă o porțiune de infrastructură și a existat un anunț în ultimele săptămâni. Într-adevăr, după ce ajunge gazul la Tuzla, avem nevoie să conectăm Tuzla de Podișor. Și cred că ceea ce este important cu această infrastructură este că ne oferă acces și la diferite piețe pentru că se conectează la T1 [linia de tranzit], care este o rută transbalcanică care merge de la nord la sud. Este conectată apoi la Sistemul Național de Transport al României, dar și la conducta BRUA. Deci este o infrastructură foarte importantă. Contractantul EPC (Engineering, Procurement and Construction – Inginerie, Achiziții și Construcție) a fost deja selectat de Transgaz; contractul a fost semnat. Iar așteptarea de la contractorii EPC este că, până la sfârșitul anului 2025, această bucată de infrastructură va fi livrată.

Întrebare de la Yuriy Kukhtanych: Am două întrebări, vă rog. Christina, ați spus că procesul de aprobare poate dura 90 de zile. Am înțeles corect? Doar dacă ați putea vorbi despre opționalitate aici? Adică care este procesul de aprobare? Ce trebuie să facă? Pentru că încă nu înțeleg asta, Legea Offshore înțeleg că s-a finalizat. Nu aveți niciun comentariu la Legea Offshore. Deci, aceasta este prima mea întrebare, dacă este doar o clarificare, de ce [este nevoie de] 90 de zile? De ce durează atât de mult? Și a doua întrebare este legată de prețuri. Mai are guvernul dreptul de prim cumpărător al gazelor naturale conform proiectului de lege offshore de anul trecut parca? Sau veți vinde gazul natural pe piața liberă?

Răspuns de la Christina Verchere: Voi acoperi prima întrebare și apoi Franck va vorbi despre articolul 21 și dreptul la prima ofertă. 90 de zile este ceea ce este scris în regulament [acord petrolier] și este dreptul autorității de reglementare să își rezerve acest interval. În cele din urmă, ei revizuiesc planul de dezvoltare a zăcămintului, resursele care vor fi dezvoltate, pentru a-l confirma. Acest lucru nu este neobișnuit în lume. Evident, am lucrat îndeaproape cu autoritatea de reglementare, așa că ceea ce vine nu este o surpriză pentru ei și sperăm că vor putea să o facă în mai puțin timp pentru ei. Dar este dreptul lor să își ia 90 de zile să îl studieze, așa cum este scris în regulament [acord petrolier]. Și cred că asta nu este unic pentru Neptun Deep. Așa este menționat. Sper ca asta răspunde la întrebare.

Întrebare de la Yuriy Kukhtanych: Christina, scuze. Și aveți deja toate autorizațiile de mediu de la guvern, totul este aprobat? Sau mai este ceva ce trebuie aprobat de guvern? Sau este doar o revizuire FID?

Răspuns de la Christina Verchere: Planul de dezvoltare a zăcămintului cuprinde modul în care se intenționează să fie dezvoltat zăcămintul. Nu este vorba despre autorizații [de mediu]. Autorizațiile [de mediu] și diferitele aprobări sunt un proces separat și este realizat de autorități de reglementare diferite. Dacă vă puteți imagina, este făcută de diferite autorități de reglementare.

Întrebare de la Yuriy Kukhtanych: Nu aveți autorizațiile de mediu?

Răspuns de la Christina Verchere: Bine. Putem vorbi despre asta, iar Cristi poate spune unde ne aflăm în ceea ce privește autorizațiile de mediu.

Răspuns de la Cristian Hubati: După cum probabil știți, nu poți aplica, nu poți avea autorizație de construire și, prin urmare, autorizația de mediu, atâta timp cât nu ai planul de dezvoltare a zăcămintului aprobat și final. Suntem în timpul procesului. Am solicitat autorizația de mediu. Suntem aliniați cu autoritățile. Au avut loc mai multe întâlniri și comitete tehnice. Suntem pe drumul cel bun. Nu vedem probleme din cauza acestui proces. Dar nu poți avea, practic, acele autorizații înainte de aprobarea proiectului. Mă refer la aprobarea FDP de către autoritatea de reglementare.

Întrebare de la Yuriy Kukhtanych: Vă pot da exemplul Rosebank din Marea Britanie, care este exact motivul pentru care proiectul respectiv nu a ajuns la FID, pentru că nu au primit autorizațiile de mediu pentru proiect.

Răspuns de la Christina Verchere: Yuri, pot înțelege, desigur, lucruri diferite din întreaga lume. Ceea ce avem, și cred că am mai avut această conversație în trecut, ceea ce vedem este că, având în vedere importanța națională a acestui proiect, toate autoritățile române relevante sunt foarte dornice să-l vadă avansând. Am avut o conferință de presă comună în această dimineață cu prim-ministrul, președintele Senatului, precum și cu reprezentanți ai OMV Petrom și Romgaz. Și cred că vedem mult sprijin național pentru a avansa acest proiect. Deci aceasta este doar o nuanță pe care aș adăuga-o. Evident, nu spun neapărat că aceasta îl face diferit de Marea Britanie, dar acest proiect este, evident, unul transformator, nu doar pentru companie, ci și pentru țară.

Întrebare de la Yuriy Kukhtanych: și cu privire la dreptul guvernului de a cumpăra mai întâi?

Răspuns de la Franck Neel: Deci, în articolul 21 din Legea Offshore, titularii trebuie să propună agenției de stat posibilitatea de a face o ofertă similară cu cea pe care o avem din piață. Deci, nu este o preempțiune, ci este posibilitatea de a ne potrivi cu ofertele pe care le avem pe piață.

Întrebare de la Yuriy Kukhtanych: Deci, este încă acolo. Este încă în contract, în lege. Trebuie să oferiți mai întâi volume guvernului înainte de a le vinde pe piața liberă.

Răspuns de la Franck Neel: Da, este corect. Dar se bazează și pe oferta pe care o primim. Deci, vor trebui să corespundă condițiilor pe care le primim din piață, de la ceea ce oferă cumpărătorul.

Întrebare de la Daniela Mândru: Am o singură întrebare legată de valoarea netă actualizată a proiectului pentru că este foarte importantă. Am o valoare estimată la 4 miliarde de euro. Vă rog să-mi confirmați că nu sunt prea departe de adevăr.

Răspuns de la Alina Popa: Sunt foarte, foarte fericită că vă auzim și ați putut să fiți astăzi alături de noi. Din păcate, nu voi putea dezvălui valoarea netă actualizată, dar ceea ce pot spune este că există toate informațiile relevante acolo. Singurul element legat de care, desigur, sunt multe păreri care ar putea exista, este prețul gazului, dar altfel, aveți cheltuielile de investiție viitoare și cea din trecut, aveți costul de producție și, în funcție de profilul de producție și în funcție de prețul gazului și, bineînțeles, rata de actualizare, se poate calcula valoarea netă actualizată, dar nu sunt în măsură să vă pot dezvălui acest lucru.

Întrebare de la Danielea Mândru: Apoi, în ceea ce privește consumul propriu tehnologic, presupunerea mea este în jur de 6%, 5,7%. Știu că aveți o rată de consum tehnologic mai mare comparativ cu Romgaz, de aceea sunt confuză. Nu știu ce rată să folosesc.

Răspuns de la Alina Popa: Cred că nu este relevant pentru Neptun, dar nu dezvăluim niciun fel de consum tehnologic sau ceva de genul acesta. Vă referiți la afacerea noastră onshore, tradițională, care este foarte diferită de acest proiect.

Întrebare de la Daniela Mândru: Deci, ar fi mai mic comparativ cu business-ul onshore?

Răspuns de la Alina Popa: Da.

Întrebare de la Oleg Galbur: Am o mică întrebare suplimentară. Doar dacă puteți clarifica din comunicatul dvs. de presă, ați menționat că cele 100 de miliarde de metri cubi de rezerve recuperabile sunt o cifră brută. Voiam să întreb dacă cei 140.000 bep din producția zilnică sunt, de asemenea, o cifră brută sau o cifră netă? Cum ar trebui să o privim?

Răspuns de la Christina Verchere: Ambele sunt cifre brute. Da. 100 de miliarde sunt brute și 140.000 de barili pe zi sunt, de asemenea, brute, deci noi am avea 50% din acestea.

Întrebare de la Iuliana Ciopraga: Doar o clarificare, de fapt, la RIR-ul de 12%, bănuiesc, acesta se bazează pe cei 25-30 de euro pe megawatt-oră pe care îi menționați? Iar a doua mea întrebare ar fi de fapt referitoare la costul de producție. Pe partea de cost de producție unitar, și acel 3 USD pe bep: se bazează și acesta pe oferte ferme? Este ceva ce doriți să contractați chiar acum? Cum ar garanta acest 3 USD per bep?

Răspuns de la Christina Verchere: Poate doar, Alina, răspunzi tu la prima întrebare. La a doua întrebare, costul de producție este costul de operare, ceea ce se licitează acum sunt cheltuielile de investiții, deci sunt costuri destul de diferite, pentru că costul de producție este de fapt partea operațională a acestuia. Nu include redevențe, nu include deprecierea sau nimic de genul acesta, deci este un cost destul de diferit decât cel de investiții. Deci, nu este legat de partea de licitație a acesteia.

Întrebare de la Iuliana Ciopraga: Dar cum ați garanta acest lucru? Adică, dacă ați semna un contract chiar acum pentru a garanta acești 3 USD pe bep, cum ar funcționa asta? Sau este vorba doar de costurile de operare, este ceva intern legat de OMV Petrom?

Răspuns de la Christina Verchere: Da. Este un cost de operare legat de OMV Petrom și de funcționarea echipamentelor pe care le-ați văzut în videoclip și toate acele aspecte.

Întrebare de la Iuliana Ciopraga: Deci, nu se bazează pe contractori. Ok. Vă mulțumesc.

Răspuns de la Alina Popa: În ceea ce privește RIR-ul de 12%, am menționat în strategia noastră că rata de rentabilitate este de minim 12% și am vrut să confirmăm că, pe baza ciclului complet, acest proiect este peste 12%. Da, într-adevăr, 12% se calculează cu un preț de hub de 25 până la 30 EUR pe megawatt-oră. Facem o mulțime de scenarii în ceea ce privește prețurile, analize de sensibilitate și așa mai departe. Dar pot confirma că, folosind un preț de hub de aproximativ 25 până la 30 EUR, ajungem la RIR de peste 12%.

Întrebare de la Raphael Dubois: Deci, poate îmi permiteți să întreb altfel, dacă Neptun ar lucra la capacitate acum, ați fi la platou cu Neptun, cum s-ar compara EBIT pe bep cu restul afacerii dvs. din upstream? Doar pentru a avea o idee despre creșterea expunerii la gaz natural, cu un cost de producție mai mic pe bep, cum ajunge EBIT pe bep?

Răspuns de la Alina Popa: Mulțumesc, Raphael, pentru revenire. Pot confirma că, având în vedere costurile mai mici ale proiectului Neptun Deep, dacă acesta ar fi fost astăzi operațional, EBIT-ul nostru per bep generat de Neptun ar fi semnificativ mai mare decât restul portofoliului.

Disclaimer

Acest raport nu constituie, si nu este destinat sa constituie sau sa faca parte, si nu ar trebui sa fie interpretat ca reprezentand sau ca facand parte din nicio oferta actuala de vanzare sau de emisiune de actiuni, sau ca o solicitare de cumparare sau subscriere pentru nicio actiune emisa de catre OMV Petrom SA (Societatea) sau oricare dintre subsidiarele sale in orice jurisdictie, sau ca stimulent pentru a intra in activitati de investitii; acest document sau orice parte a acestuia, sau faptul ca este pus la dispozitie nu poate fi invocat sau constitui o baza in orice fel pentru cele de mai sus. Nicio parte a acestui raport nici faptul distribuirii sale nu poate face parte din, sau poate fi invocata in conexiune cu orice contract sau decizie de investitie referitoare la acestea; nici nu constituie o recomandare privind valorile mobiliare emise de catre Societate. Informatiile si opiniile continute in acest raport sunt furnizate la data prezentului raport si pot face obiectul actualizarii, revizuirii, modificarii sau schimbarii fara notificare prealabila. In cazul in care acest raport mentioneaza orice informatie sau statistici din orice sursa externa, aceste informatii nu trebuie sa fie interpretate ca fiind adoptate sau aprobate de catre Societate ca fiind corecte.

Oricare ar fi scopul, nu trebuie sa se puna baza pe informatiile continute in acest raport, sau de orice alt material discutat verbal. Nicio declaratie sau garantie, explicita sau sugerata, este data cu privire la acuratetea, corectitudinea si caracterul actual al informatiilor sau opiniilor continute in acest document sau al caracterului complet al acestuia, si nicio responsabilitate nu este acceptata pentru aceste informatii, pentru nicio pierdere rezultata oricum, direct sau indirect, in urma utilizarii acestui raport sau a unei parti a acestuia.

Acest raport poate contine declaratii anticipative. Aceste declaratii reflecta cunostintele actuale ale Societatii precum si asteptarile si previziunile despre evenimente viitoare si pot fi identificate in contextul unor asemenea declaratii sau prin cuvinte ca "anticipeaza", "crede", "estimeaza", "asteapta", "intentioneaza", "planifica", "proiecteaza", "tinteste", "poate", "va fi", "ar fi", "ar putea" sau "ar trebui" sau terminologie similara. Prin natura lor, declaratiile anticipative sunt supuse unui numar de riscuri si incertitudini, dintre care multe sunt dincolo de controlul Societatii, care ar putea determina rezultatele si performantele reale ale Societatii sa difere semnificativ de rezultatele si performantele exprimate sau sugerate prin orice declaratii anticipative.

Niciuna dintre viitoarele previziuni, asteptari, estimari sau perspective din acest raport nu ar trebui sa fie considerate in special ca previziuni sau promisiuni, nici nu ar trebui considerate ca implicand un indiciu, o asigurare sau o garantie ca ipotezele pe baza carora viitoarele previziuni, asteptari, estimari sau perspective au fost elaborate sau informatiile si declaratiile continute in acest raport sunt corecte sau complete. Ca urmare a acestor riscuri, incertitudini si ipoteze, aceste declaratii anticipative nu trebuie sa se considere ca fiind o predictie a rezultatelor reale sau altfel. Acest raport nu isi propune sa contina toate informatiile care ar putea fi necesare in ceea ce priveste Societatea si actiunile sale si, in orice caz, fiecare persoana care primeste acest raport trebuie sa faca o evaluare independenta. Societatea nu isi asuma nicio obligatie de a elibera public rezultatele oricaror revizuri a acestor declaratii anticipative continute in acest raport care pot aparea ca urmare a unor schimbari in asteptarile sale sau sa reflecte evenimente sau circumstante dupa data prezentului raport.

Acest raport si continutul sau sunt proprietatea Societatii si nici acest document, sau o parte din el nu poate fi reprodus sau redistribuit catre alta persoana.