



Riscuri, fiscalitate, decizii de investiții în sectorul offshore de țiței și gaze naturale.
Marea Neagră și România

Vasile Iuga și Radu Dudău

Septembrie 2018

2018

Cuprins

Sumar executiv	2
Introducere	5
Producția offshore de mare adâncime este tot mai importantă pentru satisfacerea cererii globale de țiței și gaze naturale	6
Exploatarea offshore a resurselor de țiței și gaze naturale	6
Creșterea costurilor proiectelor offshore de mare adâncime	11
Ciclul de viață al unui proiect de exploatare de țiței și gaze naturale și caracteristicile investițiilor în sector	14
Riscurile proiectelor offshore de mare adâncime	16
Incertitudinea privind potențialul resurselor	17
Infrastructura și logistica	17
Tehnologia	18
Riscul comercial și fluctuațiile cotațiilor petrolului	18
Managementul de proiect	19
Riscurile de mediu	19
Riscul reputațional	19
Riscuri politice sau geopolitice	20
Riscuri fiscale	20
Riscuri de reglementare	21
Riscul meteo	21
Riscul terorist	21
Importanța stabilității pentru investițiile în sectorul petrolier. Comparații succinte privind fiscalitatea	22
Regimul fiscal petrolier și clauzele de stabilitate	22
<i>Factori declanșatori ai instabilității regimului fiscal petrolier</i>	<i>22</i>
<i>Clauzele de stabilitate fiscală</i>	<i>24</i>
Bazinul Mării Negre: prospectivitate geologică și elemente de comparație a regimurilor fiscale offshore	25
Turcia, Bulgaria, Ucraina	27
România	29
<i>Propunerea de taxare suplimentară din proiectul Legii Offshore (iulie 2018)</i>	<i>29</i>
Concluzii și recomandări	32

Sumar executiv

Studiul de față își propune să contribuie cu date și argumente la dezbaterile care are loc în această perioadă, în mediul politic, în mass media și în societatea românească, pe tema potențialului gazelor naturale din perimetrele românești offshore din apele adânci ale Mării Negre. Discuțiile se concentrează îndeosebi pe împărțirea profiturilor între stat și investitori, neglijând însă o evaluare realistă și cuprinzătoare a riscurilor cu care se confruntă proiectele petroliere offshore de mare adâncime și care determină, în ultimă instanță, deciziile de investiții.

Dezvoltarea sectorului offshore de gaze naturale este o oportunitate istorică pentru țara noastră, putând aduce beneficii de securitate energetică, economice și sociale. Adoptarea unui cadru echitabil și stabil de reglementare offshore, care să permită demararea lucrărilor de dezvoltare și producție reprezintă un imperativ strategic. De deciziile politice luate în următoarele luni depinde viitorul acestui sector de importanță fundamentală pentru România.

Exploatarea resurselor de la Marea Neagră se înscrie într-un trend internațional caracterizat de creșterea ponderii țițeiului și gazelor naturale din zăcămintele offshore de mare adâncime în totalul producției de hidrocarburi, pentru satisfacerea cererii globale în creștere – rată anuală de creștere până în 2040 de circa 1,6% pentru gaze naturale și 0,5% pentru țiței, potrivit IEA (2017).

Producția de hidrocarburi din apele de adâncime s-a dezvoltat în ultimele două decenii și a fost stimulată de cererea tot mai mare, de prețurile ridicate ale petrolului, de declinul producției din zăcămintele convenționale și de progresele tehnologiei. Cu câteva excepții, exploatarea acestor zăcămintele este apanajul câtorva mari companii petroliere internaționale, numite și *supermajors*, care acționează ca o combinație de bănci de investiții, capabile să mobilizeze enorme resurse financiare pentru investițiile în asemenea proiecte și companii de tehnologie, respectiv management de proiect, și care își mențin avantajul competitiv prin inovație continuă.

Marea majoritate a rezervelor semnificative offshore de adâncime descoperite în ultimii ani sunt situate preponderent în zone dificil de explorat și exploatat: Oceanul Arctic, mijlocului Atlanticului, estul Africii, vestul Australiei etc. Doar circa 30% din resursele din offshore au fost explorate până în prezent. Necesarul de investiții pe zăcămintele este, în medie, de aproximativ 10 mld.\$, dar poate ajunge la 30-50 mld.\$, ca în cazul câmpului Kashagan-Faza 1 (Kazahstan). *Business plan*-ul companiei Petrobras pentru dezvoltarea Bazinului Campos din Atlanticul de Sud prevede investiții de 225 mld.\$.

La nivelul marilor bazine regionale ale lumii, cele mai mari investiții offshore în intervalul 2010-2018 au fost realizate, potrivit Rystad, în zona Asia - Australia - Rusia (374 mld.\$), urmată de nordul Europei (Mările Nordului, Norvegiei și Barents), cu 217 mld.\$, Orientul Mijlociu (198 mld.\$), America de Nord (133 mld.\$), Africa (88 mld.\$) și America de Sud (49 mld.\$).

Se constată o creștere a costurilor proiectelor offshore de mare adâncime. Forarea unei sonde de explorare offshore costă, în medie, 100-180 mil.\$, față de 5-10 mil.\$ onshore, dar poate ajunge și la 250 mil.\$.

Aceasta pentru că sunt necesare utilaje, platforme, echipamente și nave foarte scumpe, care trebuie să opereze în condiții de siguranță la 2000m sub nivelul mării, la presiuni de 200 atm, în medii anoxice, în zone bătute de furtuni violente sau cu temperaturi scăzute. Investițiile în sector se caracterizează prin durată lungă (30-40 ani), valoarea foarte ridicată (10-40 mld.\$), în condiții de riscuri semnificative. Unele companii își riscă viabilitatea sau chiar existența cu un singur proiect. Înțelegerea și controlul riscurilor sunt esențiale pentru investitori și pentru finanțatori. În acord cu principiile investiționale clasice, cu cât este mai mare riscul total, cu atât crește profitabilitatea așteptată de investitori.

Pentru reducerea riscului total, companiile din sector își constituie portofolii de proiecte. Nu toate proiectele sunt de succes, dar cele care reușesc trebuie să compenseze și pariurile ratate. În toate situațiile, investițiile se recuperează numai după ani buni.

Riscurile operațiunilor offshore în ape de mare adâncime se referă la: incertitudinea privind potențialul resurselor, riscul de infrastructură și logistică, riscul tehnologic, riscul comercial, managementul de proiect, riscul de mediu, riscul reputațional, riscul politic, riscul fiscal, riscul de reglementare, riscul me-
teo, riscul terorist.

Puține sectoare economice se confruntă cu atât de multe categorii de risc și de o asemenea amploare. Riscul total este media ponderată a riscurilor componente. Un proiect poate eșua în condițiile materializării unui singur factor de risc, după principiul că tăria unui lanț este dată de cea mai slabă verigă. Experiența recentă arată multe proiecte eșuate în acest sector, de la abandonarea de către Royal Dutch Shell a proiectelor din zona arctică, la renunțarea de către Gazprom, Statoil și Total la proiectul Shtockman, până la enormele depășiri de costuri ale proiectului Kashagan, printre altele.

În general, investitorii gestionează riscurile legate de geologie, de asigurare a tehnologiei și a know-how-ului necesare, de finanțare, de costuri generale ale operațiunilor, precum și riscul comercial, dar nu pe cele politice și de reglementare, care includ și riscurile ce țin de fiscalitate. Acestea din urmă țin de comportamentul statelor gazdă. Riscurile asociate cu un mediu fiscal instabil și impredictibil au un impact major asupra profilului general de risc al investiției și a profitabilității anticipate. De aici și importanța pentru investitori a stabilității cadrului fiscal, în condițiile în care investițiile se fac pe termen lung și sunt de valori foarte mari.

În același timp, stabilitatea este importantă și pentru guverne, care obțin o cotă mai mare din veniturile petroliere atunci când riscul de reglementare în general și cel fiscal în special sunt reduse. Experiența recentă arată că instabilitatea fiscală duce la situații de tip *lose-lose*, precum și la scăderea competitivității statelor gazdă și, în situații extreme, la pierderi semnificative de venituri bugetare.

Concentrând analiza pe regiunea Mării Negre, mulți analiști consideră că are potențialul de a de-

veni o nouă Mare a Nordului, din punct de vedere al resurselor de hidrocarburi. Acest potențial nu a fost confirmat încă, explorarea geologică fiind încă la început. Descoperiri mai importante au fost făcute până acum doar în zona românească; în Turcia și în Bulgaria, eforturi semnificative nu au fost încununate de succes.

Proiectele din Marea Neagră prezintă aproape toate riscurile generale ale offshore-ului de mare adâncime, respectiv:

- Rate de succes ale sondelor de explorare de 20-25%, în cazul României – dar de 0% în cazul Turciei și Bulgariei. Costurile forării unei astfel de sonde sunt între 150 și 250 mil.\$;
- Risc comercial și de infrastructură/logistică ridicate, pe fondul slabei conectări la piețele regionale;
- Experiența redusă de management de proiect;
- Risc geopolitic în creștere, în contextul situației politico-militare din Crimeea și din estul Ucrainei, precum și al atmosferei antagonice dintre NATO și Rusia, cu Turcia într-o relație tensionată cu aliații săi occidentali;
- Risc fiscal și de reglementare mare și în creștere; lipsa stabilității și a predictibilității reglementărilor;
- Risc de mediu apreciabil al operațiunilor offshore, Marea Neagră fiind măturată de furtuni violente.

Pe lângă acestea, există și riscuri specifice Mării Negre:

- Mare cvasi-închisă, cu acces dificil prin Bosfor, cu dificultăți majore de transport al utilajelor și echipamentelor;

- Topografie insuficient cunoscută a reliefului submarin, care este și instabil;
- Mediu anoxic la adâncimi mai mari de 200m, cu prezența hidrogenului sulfurat, ceea ce necesită echipamente speciale, costisitoare;
- Prezența hidraților de metan pe fundul mării, ceea ce prezintă un risc de incendiu și un pericol pentru flotabilitatea navelor, în caz că ajung la suprafață.

În consecință, riscul total pentru activitățile petroliere în Marea Neagră este unul ridicat. Aceasta face ca, pe de o parte, activitățile de explorare să fie mai puțin intense și, pe de altă parte, rentabilitatea pentru investitori să fie pe măsura riscului. În acest cadru, o parte din activitățile de explorare realizate în România în ultimii ani au rezultat în descoperiri, care însă nu au fost încă declarate comerciale. Au și fost forate un număr semnificativ de sonde „seci”, în diferite perimetre.

Tabloul riscurilor Mării Negre este direct aplicabil și României. Unul dintre cele mai importante este riscul fiscal. Recenta propunere legislativă privind activitatea petroliere offshore (Legea Offshore) a crescut semnificativ gradul de impredictibilitate și a diminuat competitivitatea cadrului de reglementare. Din punct de vedere al fiscalității, propunerea legislativă introduce, pe lângă redevențe, un impozit progresiv pe venit, în funcție de prețul gazelor naturale. Totodată, prevede o limită a deductibilității investițiilor de 60% din venitul „suplimentar” rezultat din vânzarea gazelor între diferite intervale de preț. Mecanismul de deduceri și de stabilire a bazei impozabile descurajează investițiile, întrucât nu prevede deductibilitatea cheltuielilor făcute predominant înainte de începerea producției, ci se limitează la investițiile din luna în care se realizează veniturile suplimentare, fără o modalitate de reportare. De asemenea, din baza impozabilă nu sunt scăzute redevențele, așa cum este cazul în practica internațională.

Cu o astfel de modificare a cadrului fiscal offshore, România ar fi propulsată pe poziția a doua, după nivelul de taxare, între țările regiunii extinse a Mării Negre, după Azerbaidjan (care însă beneficiază de condiții superioare de exploatare) și înaintea Kazahstanului, Turciei, Ucrainei și Bulgariei. Această potențială creștere a fiscalității are loc în contextul în care țările vecine (Kazahstan, Ucraina) își măresc competitivitatea prin reduceri de taxe și impozite pentru sectorul offshore. Mai mult, această propunere vine pe fundalul unei fiscalități petroliere deja crescute în România, ca urmare a prevederilor OG 7/2013 și OG 6/2013, prin care țara noastră s-a situat pe un sens contrar tendințelor europene ale fiscalității petroliere, caracterizate prin reducerea ratelor medii ale redevențelor și ale celorlalte impozite asupra sectorului petrolier *upstream*, pe fondul scăderii puternice a prețului țițeiului și gazelor naturale în intervalul 2014-2017.

În aceste condiții, pentru a menține competitivitatea sectorului offshore, este necesar ca o eventuală impozitare suplimentară pentru sectorul offshore să aibă o structură și un nivel echilibrate, iar formula de calcul a redevențelor să fie adaptată specificului acestui sector. Clarificarea și îmbunătățirea cadrului fiscal poate duce la diminuarea riscului total și, astfel, la obținerea unor venituri mai mari pentru guvern, cu asigurarea unui câștig suficient pentru investitori.

La data scrierii acestui studiu, Senatul României a aprobat un amendament prin care este introdusă în proiectul Legii Offshore o clauză de stabilitate cu prevederi stricte: „Regimul de redevențe și regimul fiscal ... nu se vor modifica, indiferent sub ce formă, în favoarea sau în defavoarea titularilor de acorduri, pe toată durata acordurilor și a prelungirilor subsecvente.” De asemenea, este prevăzută posibilitatea deducerii integrale, din impozitele datorate de operatori, a „valorii cumulate a investițiilor în sectorul *upstream*, înregistrate în evidența contabilă potrivit reglementărilor legale în vigoare...”.

Aceste revizuii pot avea un rol decisiv în favorizarea deciziilor de investiții în offshore-ul românesc.

Introducere

De ceva vreme se discută cu mare intensitate atât în mediul politic, cât și în presă și în societatea românească despre potențialul de gaze naturale din perimetrele offshore de mare adâncime din zona economică exclusivă a României la Marea Neagră. Discuția și emoțiile se concentrează îndeosebi pe împărțirea profiturilor între stat și investitori, în spațiul public fiind vehiculate opinii diverse – uneori radicale – privind condițiile în care ar trebui să se desfășoare aceste investiții, potențialul de resurse al sectorul românesc offshore, utilizarea gazelor naturale rezultate etc.

Scopul studiului de față este de a oferi date și argumente pentru o evaluare realistă a riscurilor care sunt luate în considerare în luarea deciziilor de investiție în proiecte offshore de apă adâncă, precum și în buna derulare a contractelor petroliere pe întreaga durată a concesiunilor. Chiar dacă termenii fiscali joacă un rol esențial, arătăm că există o serie de alți factori de risc care trebuie luați în calcul.

Convingerea fermă a autorilor este că dezvoltarea sectorului offshore de gaze naturale este o ocazie istorică pentru țara noastră, cu mari beneficii de ordin economic, politic și de securitate energetică. Producția națională de gaze naturale se confruntă cu un declin accentuat al ratei de înlocuire a rezervelor, ceea ce înseamnă că, în lipsa punerii în producție a unor noi zăcăminte, dependența de importuri se va adânci de la an la an, iar securitatea aprovizionării va deveni tot mai dificil de asigurat. În aceste condiții, adoptarea unui cadru echitabil și stabil de reglementare a operațiunilor offshore, care să permită demararea lucrărilor de dezvoltare și producție, reprezintă un imperativ pentru economia națională. De decizia politică luată în următoarele săptămâni și luni depinde viitorul unui sector economic de importanță fundamentală pentru România.

Producția offshore de mare adâncime este tot mai importantă pentru satisfacerea cererii globale de țiței și gaze naturale

Analiza pornește de la proiecția evoluției cererii globale de țiței și gaze naturale¹ și a modalităților de satisfacere a acesteia. Proiecțiile Agenției Internaționale pentru Energie (IEA) (2017)² până în 2040, realizate în scenariul central de analiză (*New Policies Scenario*), indică o creștere a cererii globale de gaze naturale de la 3.650 mld.mc la în 2016 la 5.304 mld.mc în 2040. Rata anuală de creștere a cererii globale de gaze va fi de 1,6% pe an în acest scenariu, considerabil mai mare decât cea a țițeiului, de 0,5% pe an (IEA 2017, 337).

Creșterea cererii de petrol va stimula exploatarea resurselor din offshore, în primul rând a celor aflate în prezent în producție, dar și a celor noi (greenfield), inclusiv din zone de mare adâncime, precum și a resurselor onshore neconvenționale, în condițiile declinului producției din zăcămintele convenționale.

Tendința este, în mare măsură, similară pentru gazele naturale, pentru care acoperirea cererii va proveni, în principal, din producția zăcămintelor neconvenționale, dar și din perimetre offshore de mare adâncime. Între 2010 și 2016, cererea globală de gaze naturale a cunoscut o creștere agregată de 1,5% pe an³.

Piața gazelor naturale continuă să fie fragmentată în trei mari blocuri regionale: America, Europa și Asia – cu un element de legătură, reprezentat de gazul natural lichefiat (GNL), care contribuie la convergența prin preț a piețelor regionale și, astfel, la conturarea unei piețe globale. În prezent, piața de GNL reprezintă circa 30% din comerțul global cu gaze naturale.

Exploatarea offshore a resurselor de țiței și gaze naturale

Apele de adâncime ale mărilor și oceanelor reprezintă unul dintre acele zone greu accesibile, cu enorme resurse naturale neexploatate, dar tot mai atrăgătoare, pe măsură ce consumul tot mai mare și prețurile ridicate ale sfârșitului anilor 2000 au susținut dezvoltarea tehnologiilor necesare. Exploatarea offshore au început să devină semnificative în anii 1970-80, atunci când au fost descoperite și cele mai mari zăcăminte în apele de mică adâncime.

Era obișnuit în anii 1970 ca activitățile offshore să aibă loc la adâncimi de sub 200 de metri – adâncimea tipică pentru marginea platoului continental. Dincolo de această limită a platoului urmează o prăbușire

abruptă a reliefului subacvatic, până la adâncimi de sute sau chiar mii de metri. Acolo încep apele adânci, zonă la care tehnologia de foraj a putut ajunge abia la începutul anilor 1990. Pe măsură ce rezervele mai ușor de descoperit și exploatat au început să se epuizeze, companiile petroliere internaționale (CPI)⁴, denumite și *supermajors*, s-au îndreptat spre ape tot mai adânci, iar ponderea gazelor naturale în totalul descoperirilor a crescut, în detrimentul țițeiului.

Pe măsură ce rezervele mai ușor de descoperit și exploatat au intrat în declin, operațiunile s-au îndreptat spre ape tot mai adânci, iar ponderea gazelor naturale în totalul descoperirilor a crescut (**Grafic 1**).

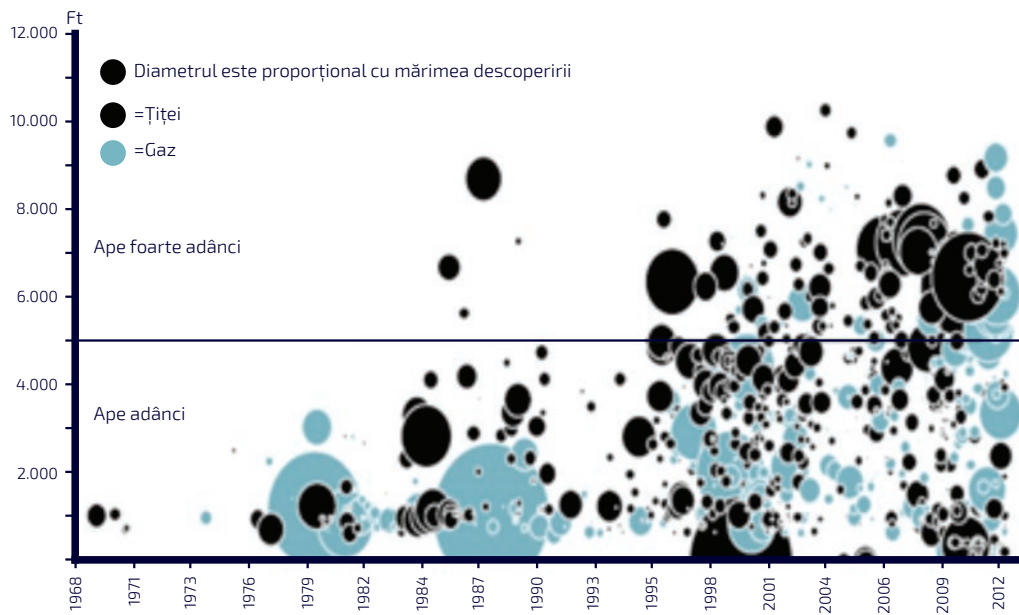
¹ În studiul de față termenul petrol este folosit pentru a desemna producția de țiței și gaze naturale.

² IEA (2017), World Energy Outlook 2017, OECD/IEA

³ Iuga, Vasile și Radu Dudău (2018), Perspectivele gazelor naturale în România și modalități de valorificare superioară a acestora, iunie

⁴ Bernstein Energy, The Significance of Deepwater to Global Supply, 2012

Grafic 1: **Tendința în offshore, tot mai adânc și tot mai mult gaz**⁵
Descoperiri de zăcăminte în funcție de adâncimea apei



Sursa: Bernstein Energy, 2012

⁵ Companiile petroliere internaționale, cunoscute și sub numele anglo-saxon de supermajors, sunt mari firme private de petrol și gaze naturale, listate și capitalizate pe bursă, cu operațiuni globale de explorare, dezvoltare, producție, rafinare și comercializare de hidrocarburi. Cele mai importante sunt ExxonMobil, BP, Chevron, Eni SpA, Royal Dutch Shell și Total.

Daniel Yergin (2011)⁶ relatează istoria celor câteva companii care au încercat, la începutul anilor 1990, să ajungă dincolo de bariera apelor de mică adâncime. În 1992, Petrobras a reușit să amplaseze o platformă petrolieră în Bazinul Campos, în largul zonei economice exclusive braziliene, la o adâncime de 808 metri. Doi ani mai târziu, Shell fixa o platformă în Golful Mexic la 873m adâncime.

Era doar începutul:

„Creșterea sectorului apelor adânci în întreaga lume a fost extraordinară – de la 1,5 mb/zi în 2000 la 5 mb/zi în 2009. La acel moment, erau săpate circa 14.000 de foraje de exploatare și puțuri de producție în apele adânci. A devenit obișnuit să descriem producția din apele adânci drept noua mare frontieră a industriei petrolului. Între cele mai promițătoare regiuni se numără colțurile a ceea ce este cunoscut drept Triunghiul de Aur – apele dintre Brazilia, Africa de Vest și Golful Mexic. În 2009, apele de mică și mare adâncime din Golful Mexic furnizau 30% din producția domestică americană. În acel an, pentru prima dată din 1991, producția americană de țiței a crescut în loc să scadă, iar apele adânci au fost cea mai mare sursă de creștere a producției. De fapt, în 2009 Golful Mexic era cea regiunea cu cea mai mare creștere a producției de petrol din lume.” (Yergin 2011, 472-473)

În Bazinul Santos, sub un strat de sare gros de doi kilometri, Petrobras a aplicat tehnologia de explorare și extracție necesară dezvoltării a două câmpuri masive, Parati și Tupi. Pentru a accede la cel de-al doilea, Petrobras a trebuit să foreze un puț prin 1.800m de apă și alți 4.500m sub fundul mării. A costat sute de milioane de dolari, dar a meritat:

„Acel foraj a descoperit un zăcământ super-gigant – între 5 și 8 miliarde de barili rezerve recuperabile –, cea mai mare descoperire de la zăcământul Kashagan în Kazahstan în 2000. Pe măsură ce au fost realizate și ale foraje, a devenit limpede că zona de presalt din Bazinul Santos ar putea fi o sursă nouă uriașă de țiței. Președintele

de atunci al Braziliei, Luiz Inacio Lula da Silva, l-a descris ca 'a doua independență a Braziliei!'” (Yergin 2011, 487)

Exploatarea zăcămintelor *offshore* de mare adâncime este, cu excepția Petrobras și Statoil, apanajul CPI, în condițiile în care acestea dețin doar 10% din rezervele mondiale sigure de hidrocarburi, restul de 90% fiind deținut de companiile energetice naționale (CEN)⁷. Majoritatea rezervelor deținute de CPI sunt situate în zone de frontieră, cu costuri ridicate de extracție, în vreme ce CEN exploatează, în general, zăcăminte convenționale, mult mai ieftin de exploatat, de tip „gogoasă umplută” (*jelly donut*), precum cele din Orientul Mijlociu.

Supermajors sunt lideri mondiali în materie de tehnologie de prospecțiune și extracție, acționând ca o combinație între bănci de investiții, capabile să mobilizeze enorme resurse financiare în proiectele de explorare și exploatare, și companii de tehnologie și de management de proiect, ce-și păstrează avantajul competitiv prin *know-how* și inovație continuă. Nu întâmplător, probabil, aceste companii provin din spațiul economic anglo-saxon, care este dinamic și competitiv, încurajând și recompensând inovația.

Din punct de vedere al distribuției geografice, rezervele *offshore* de mare adâncime descoperite în ultimii ani sunt situate preponderent în zone dificil de explorat și de exploatat, cu provocări mari (**Harta 1**). Spre exemplu, în zona arctică exploatarea se face în condiții extreme, sub banchiza de gheață, la adâncimi mari, iar Golful Mexic este o zonă afectată de uragane frecvente. Bazinul Santos este situat în mijlocul Atlanticului – între Brazilia și Africa, o zonă afectată de furtuni violente. Acest coridor lung de 500 mile și larg de 100 (adâncimea la care se află hidrocarburile este de 5.000m sub fundul mării) conține un zăcământ enorm unde se estimează că ar exista 100 mld. barili de țiței, ceea ce la un preț al barilului de 60 \$/baril, înseamnă aproximativ 6.000 mld.\$, aproximativ 35% din PIB-ul actual al SUA. Dar mijlocul Atlanticului prezintă și mari provocări, cum ar fi adâncimea apei (peste 2.500m) și distanța foarte mare de uscat. În

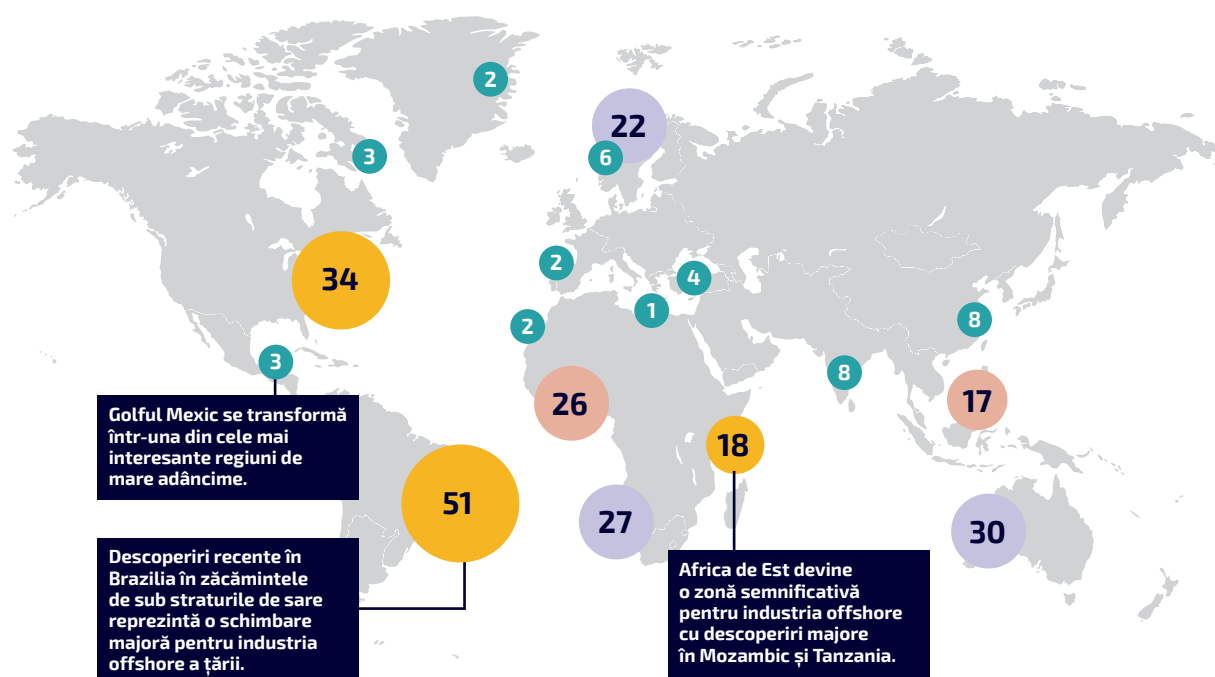
⁶ Yergin, Daniel (2011), *The Quest. Energy, Security, and the Remaking of the Modern World*, Penguin Books

⁷ Companiile petroliere naționale (CEN) sunt mari firme de petrol și gaze naturale deținute integral sau majoritar de către un guvern național. Circa trei sferturi din producția globală de hidrocarburi este asigurată de CEN, care dețin accesul la nu mai puțin de 90% din resursele certe. Cele mai mari CEN sunt Saudi Aramco, Rosneft, Gazprom, Abu Dhabi National Oil Company, National Iranian Oil Company, China National Petroleum Corporation et al.

aceeași situație sunt și exploatățile din estul și vestul Africii (cu 46 de descoperiri), situate în zone notorii pentru instabilitatea politică.

În Asia de Sud-Est, cele 17 descoperiri recente sunt într-o zonă cu temperatură geopolitică în creștere și cu dispute asupra zonelor economice exclusive, între China, Japonia, Vietnam, Malaiezia și Filipine.

Harta 1: Localizarea zăcămintelor offshore de mare adâncime descoperite în ultimii ani



Sursa: Arthur D. Little, 2016

Rystad Energy estimează că rezervele de țiței din zonele offshore ar fi de aproximativ 830 mld.bep⁸, din care circa 70% nu au fost încă explorate (**Grafic 2**). Până în prezent, din acestea s-au produs doar 75 mld. bep (sub 10%) și au fost dezvoltate alte 67 mld.bep. Sunt necesare investiții și eforturi considerabile pentru explorarea și dezvoltarea rezervelor estimate.

În clasamentul realizat de Rystad (2018a)⁹ al celor mai mari cinci investiții în zăcăminte offshore în intervalul 2010-2018¹⁰ conduce zăcămintul Kashagan – Faza 1 (Kazahstan), cu cheltuieli de capital de 30 mld.\$, urmat de Hebron (Canada) cu 11,5 mld.\$, Johan Sverdrup – Faza 1 (Norvegia) cu 10,5 mld.\$, Arkutun-Dagi (Rusia) cu 9 mld.\$ și Manifa – redezvoltare (Arabia Saudită) cu 8,6 mld.\$.

Potrivit aceleiași analize, costul mediu global al extracției offshore a unui baril de petrol este de 6,4\$.

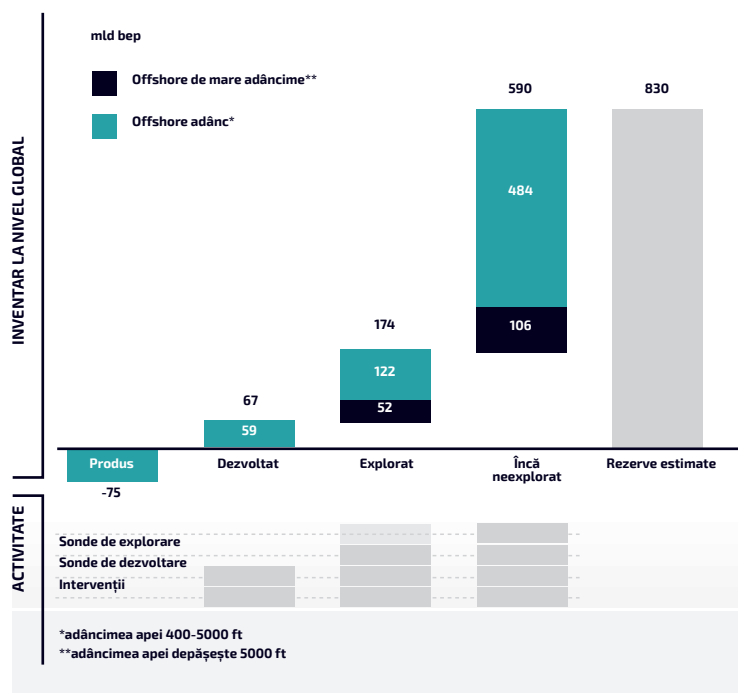
Nu este neobișnuit ca dezvoltarea unui singur proiect să coste 8-10 mld.\$.

În business plan-ul Petrobras pentru dezvoltarea zăcămintelor din Bazinul Santos au fost prevăzute investiții de 225 mld.\$.

Proiectul de exploatare a zăcămintului Tupi necesită o finanțare estimată la 7 mld.\$.

La nivelul marilor bazine regionale ale lumii, cele mai mari investiții offshore în intervalul 2010-2018 au fost realizate, potrivit Rystad (2018a), în zona Asia-Australia-Rusia (374 mld.\$), urmată de nordul Europei (Mările Nordului, Norvegiei și Barents), cu 217 mld.\$, Orientul Mijlociu (198 mld.\$), America de Nord (133 mld.\$), Africa (88 mld.\$) și America de Sud (49 mld.\$).

Grafic 2: Inventarul resurselor de țiței și gaze din zonele offshore de mare adâncime la nivel mondial



Sursa: Rystad Energy, 2015

⁸ Miliarde de barele echivalente petrol

⁹ Fitzsimmons, Matthew (2018), How Norwegian Shelf Costs Stack Up in International Waters, Rystad Energy

¹⁰ Facilități fixe offshore; peste 50% parte din costuri revin cheltuielilor de proiectare tehnică, achiziții, construcții și instalații, EPCI (engineering, procurement, constructions and installations).

Creșterea costurilor proiectelor offshore de mare adâncime

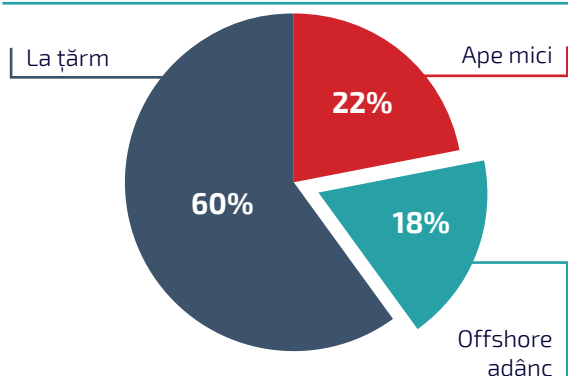
Investițiile în sector se concentrează acolo unde sunt și oportunitățile; astfel, dintr-un total estimat de investiții de peste 7.000 mld.\$ în sectorul de explorare și producție în perioada 2011-2020, 40% vor fi alo-

cate pentru explorările și exploatarea offshore, din care 18% către zonele de mare adâncime (**Grafic 3**), respectiv 60-70 mld.\$ în medie pe an.

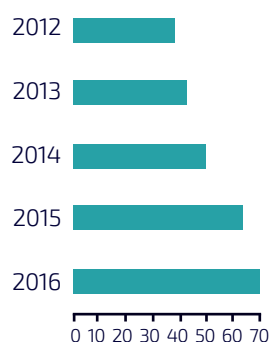
Grafic 3: Investițiile, realizate și planificate, în proiecte offshore de mare adâncime la nivel mondial în perioada 2011-2020

Investiții în proiecte de mare adâncime la nivel mondial

Global E&P Capex (2011-2020) \$7.067 mld



Global Deepwater Capex Billions



Sursa: Arthur D. Little, 2016

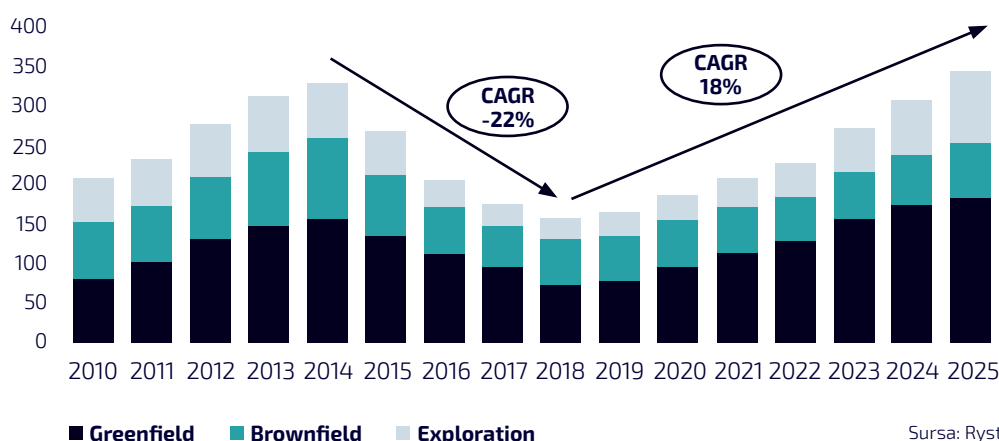
Acest lucru este reflectat și de evoluția numărului de sonde de explorare și dezvoltare în zonele offshore de mare adâncime, care a înregistrat în ultimul deceniu o rată anuală medie de creștere de 8%. Dar scăderea puternică a cotațiilor țițeiului între 2014 și 2017 a dus la încetinirea vizibilă a investițiilor offshore, până la nivelul din 2009. Potrivit Wood Mackenzie (2015), cele mai mari companii petroliere au suspendat proiecte de investiții în valoare de nu

mai puțin de 200 mld.\$, în efortul de a proteja dividendele pentru investitori. Mai bine de jumătate din aceste proiecte sunt *offshore* de mare adâncime, inclusiv în Golful Mexic și în vestul Africii.

O recentă analiză a Rystad Energy (2018b)¹¹ arată faptul că, după câțiva ani de declin al investițiilor offshore, evoluția ciclică a pieței indică o tendință de revenire a creșterii în 2018 (**Grafic 4**).

¹¹ Rystad Energy (2018b), Global offshore industry looks ready to turn the corner toward growth, *Offshore*, May 1

Grafic 4: Investițiile offshore la nivel global, mld.\$



Sursa: Rystad Energy, 2018

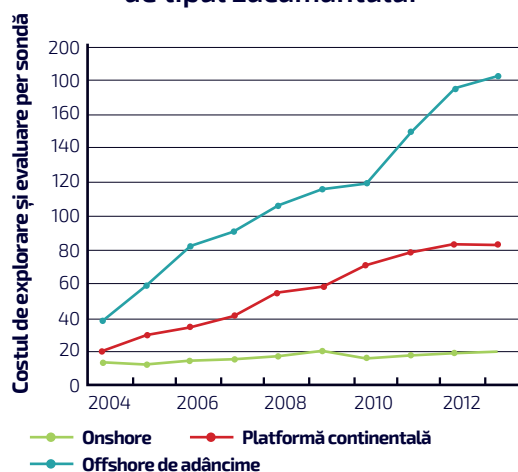
Activitățile de explorare și dezvoltare în apele de mare adâncime presupun investiții foarte ridicate. În timp ce o sondă de explorare în zona *onshore* matură costă între 5-10 mil.\$, ea poate să ajungă până la 100-180 mil.\$ în zona *offshore* de frontieră, și aceasta în condițiile în care probabilitatea de succes este de aproximativ 20-25% – cu alte cuvinte, trei sau patru din cinci sonde de explorare forate sunt uscate sau descoperă resurse de hidrocarburi fără viabilitate economică.

Un factor de creștere a costurilor sondelor de explorare de adâncime (circa 50%) a fost și înăsprirea cadrului de reglementare în urma accidentului platformei BP Deepwater Horizon în 2010 (Grafic 5).

Există sonde de explorare care au costat peste 250 mil.\$. Un exemplu este Pitanga, săpată de BP în apele braziliene, care a fost abandonată după ce a înghițit în total 850 de mil.\$, potrivit raportului anual 2014 al companiei. Creșterea costurilor cu sondele de explorare este parte a unui *trend* mai general de creștere a costurilor de descoperire pe baril, cu o rată anuală de 11% între 1999 și 2013, așa cum arată Graficul 6¹².

În zonele de mare adâncime se folosesc utilaje, platforme, echipamente sau nave foarte scumpe. O navă autonomă, care poate să foreze la 15.000m sub nivelul mării până la zăcământ, poate costa în jur de 800 mil.\$ și se închiriază cu 700.000 \$/zi. Există o piață a închirierii de utilaje, platforme și vase de foraj în *offshore*, care până recent a fost una strânsă, cu cerere mare și cu o ofertă relativ limitată.

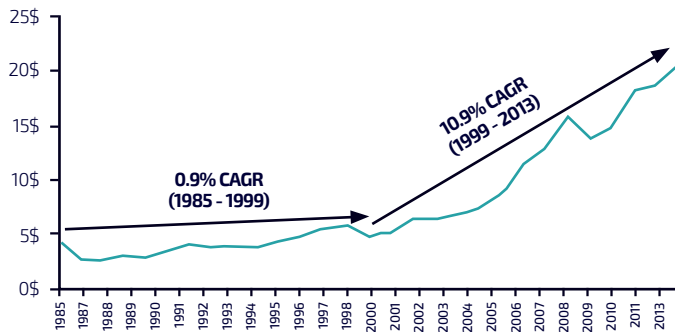
Grafic 5: Costurile medii ale forării unei sonde de explorare în funcție de tipul zăcământului



Sursa: Wood Mackenzie, 2015

¹² Strachan, Gavin (2014), *Deepwater drilling, a macroeconomic view*, 2014

Grafic 6: **Evoluția costurilor de descoperire a unui baril de petrol echivalent**
 Investiții în proiecte de mare adâncime la nivel mondial



Investiții E&P pe baril

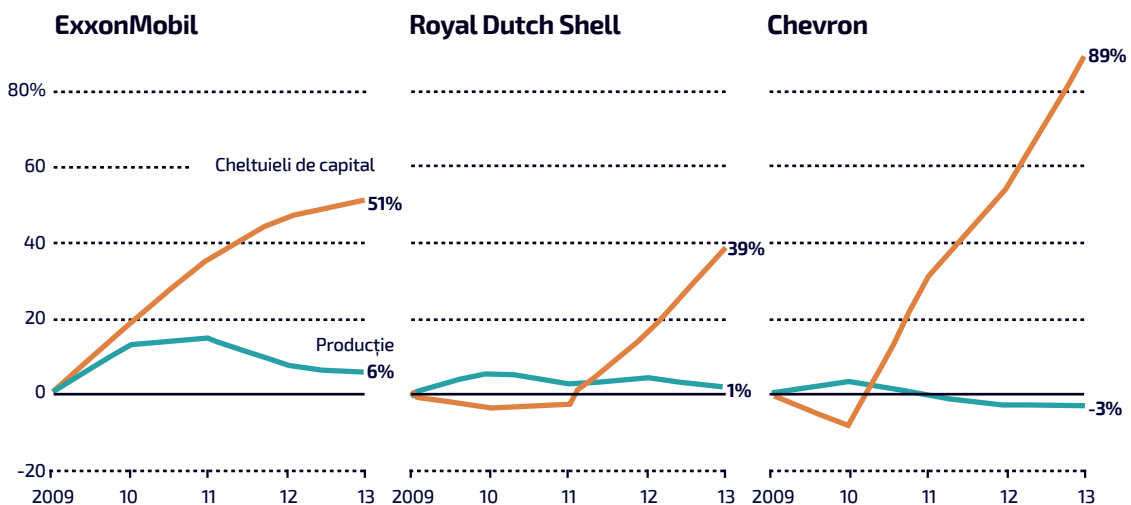
- Profiturile au fost impactate de creșterea mai rapidă a costurilor, comparativ cu veniturile
- În condițiile unor cotații scăzute ale țițeiului, multe proiecte au fost anulate sau amânate

Sursa: Strachan, 2014

Necesarul crescând de investiții pentru operațiunile *offshore* este ilustrat în **Graficul 7**, prin analiza comparativă a cheltuielilor la trei *supermajors*: ExxonMobil, Shell și Chevron. Se constată că e nevoie de investiții în creștere fie și numai pentru menținerea nivelului producției.

CPI sunt foarte active în offshore de mare adâncime, din dorința de a-și menține producția și de a înlocui rezervele.

Grafic 7: **Creșterea cheltuielilor de capital față de evoluția producției pentru ExxonMobil, Royal Dutch Shell și Chevron în perioada 2009-2013**



Sursa: Wall Street Journal, 2013

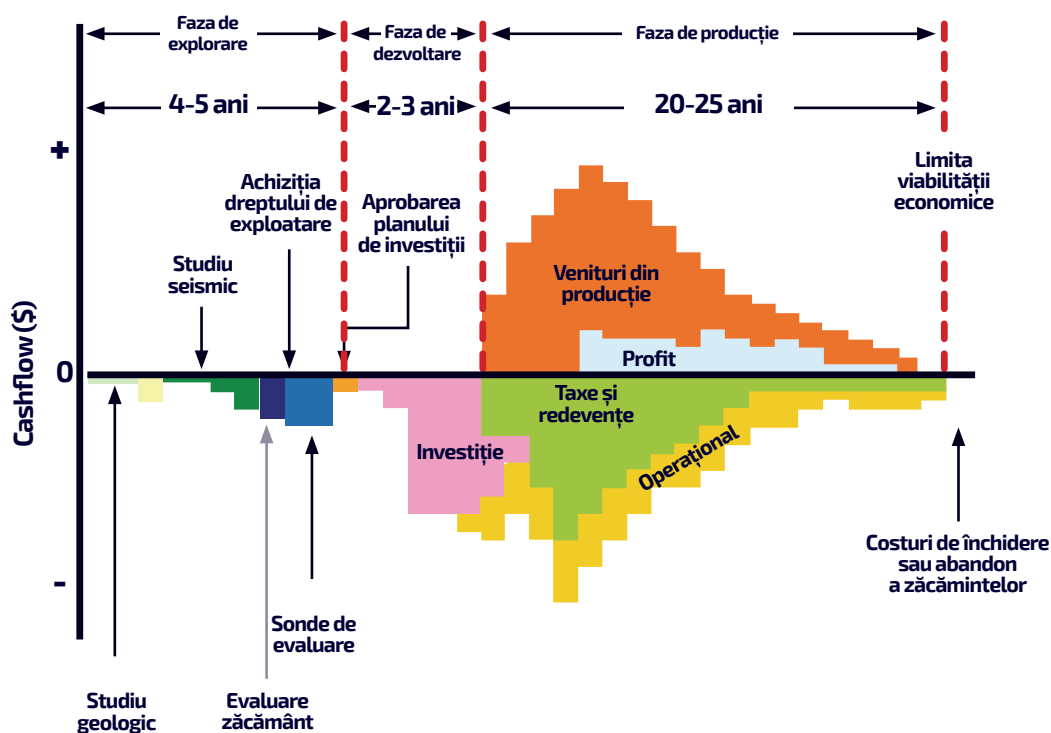
Ciclul de viață al unui proiect de exploatare de țiței și gaze naturale și caracteristicile investițiilor în sector

Ceea ce este caracteristic în general proiectelor de exploatare de țiței și gaze naturale, și în mod deosebit a celor din offshore, este **durata lungă a investițiilor, valoarea foarte ridicată a acestora și riscurile semnificative**. Graficul 8 prezintă ciclul de viață al unui proiect offshore de mare adâncime, cu o durată totală de până la 30-40 de ani, împărțită în trei mari faze: explorare, dezvoltare și producție.

În **faza de explorare**, care poate dura 4-5 ani, un investitor angajează costuri legate de studii geologice, seismice, activitate de explorare, sonde de evaluare, achiziție de drepturi de exploatare etc. De exem-

plu, Royal Dutch Shell a început să se intereseze de potențialul de țiței și gaze naturale din zona arctică la sfârșitul anilor 1980. A săpat atunci câteva sonde care au identificat rezerve de gaze naturale în perimetrul Burger din largul coastelor Alaskăi, dar care la acel moment nu aveau viabilitate economică. Compania a reevaluat situația la începutul anilor 2000 și a ajuns la concluzia că în zonă s-ar putea descoperi și țiței, așa că în 2008 a achiziționat mai multe licențe de explorare în aceleași perimetre. După alți șapte ani, Shell săpase încă nicio sondă de producție, însă investise în acest proiect 7 mld.\$¹³. În final, Shell a renunțat la operațiunile arctice.

Grafic 8: Ciclul de viață al unui proiect de exploatare de țiței și gaze naturale



Sursa: BERD, 2015

¹³ Crooks, Ed (2015), Shell ready to seize its Arctic drilling chance, in *Financial Times*, 26 May

Dacă în urma analizării datelor seismice, geologice și a rezultatelor sondelor de explorare se ia decizia de investiție, urmează **faza de dezvoltare**, care durează 2-3 ani, timp în care se implementează planul de investiții cu costuri foarte ridicate. În medie, timp de 7-8 ani de la începerea unui proiect de exploatare de țigă și gaze naturale în ape de mare adâncime, acesta are numai ieșiri de fluxuri de numerar și zero intrări.

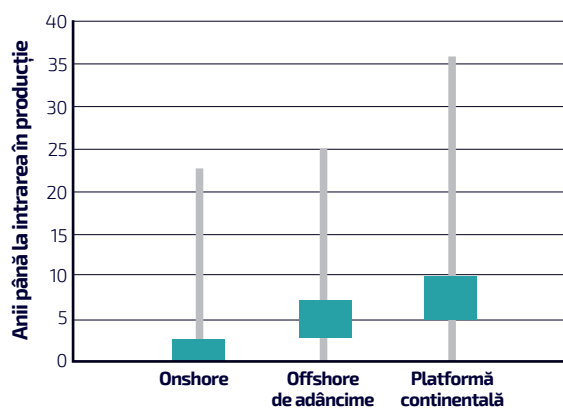
De exemplu, proiectul Ichthys din vestul Australiei, operat de compania japoneză INPEX, ar urma să exploateze unul dintre cele mai mari zăcăminte de gaze naturale descoperite în acea parte a lumii, are un buget de dezvoltare estimat la 34 mld.\$. Se urmărește integrarea a trei mari zăcăminte de gaze offshore, construcția unei facilități de procesare onshore pentru lichefiere și conectarea acestora cu o conductă lungă de aproape 900 km.

Un alt exemplu este proiectul Kashagan, din zona economică exclusivă a Kazahstanului din Marea Caspică. Acest zăcământ supergigant este estimat a conține 10 mld barili recuperabili (dintr-un total estimat de 38 mld. barili de crud) și nu mai puțin de 1 trilion m³ de gaze naturale. A fost descoperit în anul 2000 și a fost dezvoltat de un consorțiu format din KazMunayGas, Eni, Shell, Total, ExxonMobil, compania chineză CNPC și cea japoneză INPEX. Costurile estimate totale ale proiectului sunt de peste 50 mld.\$, mergând chiar până la 100 mld.\$ – de două-trei ori față de estimările inițiale. Zăcământul a început să producă în 2013 (deși așteptările inițiale erau pentru anul 2005), dar operațiunile au fost oprite după doar o lună, din cauza unor scurgeri de gaze. S-a dovedit că întregul segment de 200 km de conductă *offshore* prezenta microfisuri cauzate de conținutul ridicat de sulfuri asociate cu gazele extrase, astfel că a trebuit să fie înlocuit în întregime. Producția a fost reluată abia în octombrie 2016, la un nivel de 90.000 barili/zi, depășind 300.000 barili/zi în 2018, sub ținta de 370.000 barili/zi.

Așa cum se vede în Graficul 9, pentru proiectele în zonele offshore de mare adâncime producția începe în medie după aproximativ șapte ani de la demararea proiectului, spre deosebire de proiectele onshore și

cele offshore de mai mică adâncime. Odată cu **faza de producție**, încep să apară și veniturile, iar primele profituri sunt generate cam după 10 ani de la demararea proiectului, respectiv 2-3 ani de la începerea producției. În faza de producție sunt și alte ieșiri de fluxuri de numerar, reprezentate de taxe, redevențe, impozite, dar și de cheltuieli operaționale. Atunci când se atinge limita viabilității economice a proiectului¹⁴, apar costuri de închidere sau de abandonare a zăcămintelor și de refacere sau restaurare a zonei, inclusiv demontarea infrastructurii.

Grafic 9: **Durata medie a dezvoltării unor proiecte de exploatare de țigă și gaze naturale (ani)**



Sursa: Wood Mackenzie, 2015

La aprobarea planului de investiții, angajamentul financiar devine practic irevocabil. Odată investiția aprobată, investitorul devine captiv și modificarea fiscalității îl afectează direct – de unde cerința investitorilor pentru clauze de stabilitate în contracte, așa cum este detaliat mai jos.

Proiectele din sector, pe lângă necesarul de investiții semnificative și termenul lung de recuperare a acestora, se fac în condiții multiple de risc. Înainte de analiza detaliată a riscurilor, se impun câteva comentarii sintetice despre legătura dintre riscul total și profitabilitatea cerută de investitori.

¹⁴ Limita viabilității economice a proiectului este atinsă atunci când fluxurile de numerar nete din exploatare devin negative (n.a).

În analiza investițională se ia în considerare riscul total al proiectului, dat de suma componentelor sale. Investitorii evaluează riscul și rentabilitatea așteptată a proiectului.

Cu cât mai mare riscul, cu atât mai mare profitabilitatea așteptată. Pentru diversificarea riscurilor și reducerea riscului total, companiile din sector își constituie portofolii de proiecte. Din acest punct de vedere, sectorul se aseamănă cu industria farmaceutică și cea aerospațială și de apărare, în care se fac de asemenea pariuri mari și riscante, pe termen lung, fie pe câteva molecule, fie într-un nou tip de aeronavă de transport sau de luptă. Nu toate proiectele reușesc, dar pentru că fiecare companie are

un portofoliu diversificat, cele care reușesc trebuie să compenseze și pariurile ratate. În toate situațiile, investiția se recuperează numai după ani buni.

Având în vedere riscul total, investitorii așteaptă o rată internă de profitabilitate a proiectelor offshore de mare adâncime de peste 15%, care poate ajunge însă până la 20%. Ținând seama de impactul asupra rezultatelor financiare al proiectelor eșuate, rezultă o profitabilitate medie raportată la capitalul CPI de peste 12% pe termen lung, în linie cu așteptările investitorilor într-un sector cu risc ridicat și nu semnificativ diferită de profitabilitatea CEN, care exploatează în general zăcăminte mult mai bogate și mai simple.

Riscurile proiectelor offshore de mare adâncime

Unul dintre factorii determinanți ai deciziei de investiție în proiectele petroliere, în general, este repartizarea riscurilor între deținătorul licenței (compania sau consorțiul de companii investitoare) și deținătorul resurselor (de regulă, statul gazdă). Riscurile au impact asupra costurilor operațiunilor și a profitabilității proiectelor. Operațiunile petroliere de explorare și producție sunt, în mod inerent, riscante și capital-intensive, iar acest lucru este cu mult accentuat în cazul operațiunilor offshore. Pot trece 7-10 ani între realizarea investițiilor de capital și obținerea primelor venituri din vânzarea resurselor extrase.

Mai jos este prezentat tabloul celor mai semnificative riscuri din sectorul de țigă și gaze naturale offshore, în ape de mare adâncime, care sunt componente ale riscului total. Fiecare dintre acestea este prezentat pe scurt în cele ce urmează. Unele dintre ele pot fi influențate de către investitor, altele țin de politicile și reglementările statului gazdă, iar altele nu depind de nici una dintre părți, ci sunt expresia unor tendințe globale.

Figura 1: **Principalele riscuri în sectorul de țigă și gaze naturale offshore**



Incertitudinea privind potențialul resurselor

Cu toate progresele tehnologiei, probabilitatea de a forța o sondă de succes este între 20-25%, ceea ce poate duce la eșecuri costisitoare sau, în altă interpretare, la experiențe utile. BP menționează în raportul pe 2014 nu mai puțin de 12 exemple de sonde eșuate – cea mai mare, deja menționată sondă Pitanga din Brazilia. Alte exemple: Algeria (524 mil.\$), India

(139 mil.\$), Golful Mexic (500 mil.\$), China (112 mil.\$), Angola (110 mil.\$) și Maroc (83 mil.\$). Un alt exemplu este Statoil, compania petrolieră de stat norvegiană, care a săpat trei sonde în zona arctică în 2014, toate trei uscate.

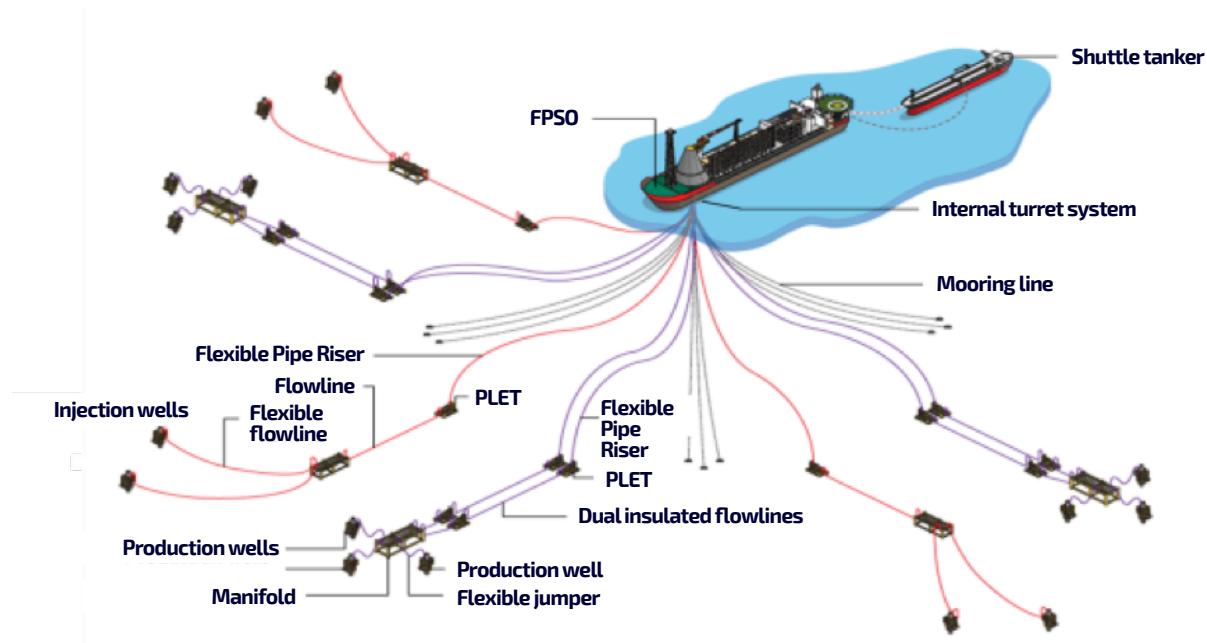
Infrastructura și logistică

Provocările legate de lipsa infrastructurii și a serviciilor logistice necesare pot fi semnificative. Acestea sunt esențiale pentru a aduce țițeiul sau gazele naturale în piață. Există zone în lume cu infrastructură deja dezvoltată (în primul rând conducte), cum ar fi Golful Mexic și Marea Nordului. Însă în noile zone de frontieră – mijlocul Atlanticului, zona arctică, estul Africii sau zona Mării Negre – nu există infrastructură dezvoltată. În unele din aceste zone, spre exemplu mijlocul Atlanticului, nici nu se poate construi o rețea de conducte. În aceste cazuri, vor fi necesare ca-

pacități de stocare, procesare offshore și transport. **Figura 2** prezintă o structură tipică de producție în zonele offshore de mare adâncime.

Dacă pentru țiței există tancuri petroliere, care să preia producția și să o transporte către facilitățile de stocare de pe țărm, pentru gazele naturale ce nu pot fi conectate cu țărmul prin conducte, sunt necesare facilități de lichefiere offshore, care sunt mult mai costisitoare.

Figura 2: Structura de conducte de exploatare a unei nave de foraj marin



Sursa: ExxonMobil

Tehnologia

Evoluția tehnologică în general reprezintă, pentru sectorul de țiței și gaze, atât un risc, cât și o oportunitate. Este un risc pentru că progresele din ultima vreme confirmă că, spre exemplu, sursele regenerabile de energie susținute de baterii performante pot deveni un competitor puternic în mixul energetic, iar costul acestora scade cu timpul. În același timp, costul extragerii resurselor finite, cum sunt țițeiul și gazele naturale, are o tendință ascendentă. Tehnologia poate să fie un competitor pentru că generează înlocuitori. În același timp, aceasta reprezintă și o barieră de intrare. Cine o stăpânește poate să țină competitorii la distanță pentru o vreme. Cu excepția Petrobras, marile companii energetice naționale nu dispun de tehnologia necesară pentru zonele offshore de mare adâncime.

În sfârșit, tehnologia poate fi un facilitator, o oportunitate. Modul în care se explorează acum în zonele offshore de mare adâncime era de neconceput în urmă cu 20 de ani. Vasele, platformele de foraj, dar și tehnologia de prelucrare au făcut progrese enorme în ultimele decenii. Ceea ce a permis exploatarea unor resurse care în trecut erau inaccesibile sau neeconomic de produs.

Pentru a înțelege provocările tehnologice, ar trebui spus că unele zăcăminte se află la adâncimi totale de 9.000m sub nivelul mării (în ape adânci de 2.000m și la 7.000m sub fundul mării). Echipamentele amplasate pe fundul mării trebuie să lucreze sub o presiune de 200 atm timp de 20 de ani – cele mai performante submarine nucleare nu coboară la adâncimi mai mari de 500m.

Cu toate progresele, tehnologia poate să aibă probleme. Spre exemplu, explorările făcute de Shell în apele arctice au fost întrerupte de două ori ca urmare a cedărilor de materiale. Navei de foraj Noble Discoverer i s-a defectat motorul, iar platformei Kulluk i s-au rupt cablurile cu care era tractată și aceasta a eșuat, fiind în cele din urmă abandonată¹⁵.

Un alt exemplu de risc tehnologic este ilustrat de proiectul Chevron din Golful Mexic, denumit Big Foot. Zăcămintul este situat la 225 de mile sud de New Orleans în ape adânci de circa 1.600m și ar fi trebuit să producă 75.000 de barili de țiței și 675.000 mc de gaze naturale pe zi. Platforma de producție, cu o înălțime de 130m, urma să fie ancorată de fundul mării prin 16 tendoane (tuburi de oțel cu diametrul între 61 și 81 cm). Pe 1 iunie 2015, în timpul manevrelor de conectare la corpul platformei, șase dintre tendoane și-au pierdut chesoanele care le asigurau flotabilitatea și s-au scufundat. Acest incident a afectat semnificativ calendarul de punere în producție și a generat mari costuri suplimentare pentru Chevron¹⁶, precum și o amânare până în 2018 a punerii în producție.

De asemenea, crește din ce în ce mai mult și importanța sistemelor informatice necesare pentru procesarea și interpretarea datelor seismice și geologice, precum și a rezultatelor forărilor. BP, spre exemplu, a dezvoltat la Houston, Texas, un centru de calcul cu o capacitate de prelucrare a datelor de 2,2 petaflops (2.200 de trilioane de calcule pe secundă), în condițiile în care necesarul de putere de calcul al companiei a crescut de 20.000 de ori față de 1999¹⁷.

Riscul comercial și fluctuațiile cotațiilor petrolului

S-a constatat deja că scăderea prețului petrolului a dus la anularea sau amânarea multor proiecte offshore de mare adâncime. Potrivit unei analize Bernstein, în anul 2014 au fost demarate doar 39 de proiecte offshore (similar cu ce s-a întâmplat în perioada 2008-2009, la apogeul crizei financiare globale, când prețul petrolului Brent se prăbușise la apro-

ximativ 40 \$/baril de la vârful istoric de 147 \$/baril în iulie 2008), comparativ cu o medie de 58 \$/baril în anii 2011-2013.

În noile condiții de piață, esențială este selectivitatea proiectelor, nu neapărat viteza de execuție. Cu un singur proiect, multe companii își riscă o parte

¹⁵ Crooks, Ed (2015), *Financial Times*, Shell ready to seize its Arctic drilling chance, 26 mai

¹⁶ Reuters (2015), Chevron says production at Big Foot field delayed, 2 iunie

¹⁷ PwC (2013), *Driving Value in Upstream Oil and Gas*

importantă din valoare și chiar existența, de aceea este critică alegerea atentă a proiectelor de investiții. Nu doar volumul descoperirilor este important, ci și calitatea lor, iar aceasta variază foarte mult în func-

ție de tipul de zăcământ. Spre exemplu, în provincia canadiană Alberta, 13 zăcăminte generează 13 tipuri diferite de petrol, valoarea acestora fiind diferită în funcție de calitate¹⁸.

Managementul de proiect

În pofida dezvoltării tehnologiei și a abilităților avansate de management, multe dintre proiectele de explorare și exploatare înregistrează întârzieri și depășiri de costuri, în medie de 20%. Au fost oprite proiecte care păreau că au potențial promițător. Un exemplu îl reprezintă proiectul Shtockman din zona arctică, la care erau asociați Gazprom, Statoil și francezii de la Total. Acesta prevedea exploatarea unui

zăcământ situat la 600 km nord de peninsula Kola, cu un potențial estimat la 3.800 mld.mc de gaze naturale și 37 milioane de tone (mt) de gaz condensat. Descoperit încă din 1988, dezvoltarea proiectului a început efectiv abia în 2005, la momentul semnării unui acord între Rusia și Norvegia. Din mai multe motive însă – neînțelegeri între parteneri, depășiri de costuri – proiectul a fost oprit în 2012.

Riscurile de mediu

Este clasic de acum accidentul din 2010 al platformei operate de BP în Golful Mexic, Deepwater Horizon. Compania a plătit până acum despăgubiri de 60 mld.\$, iar litigiile nu sunt încheiate. Acest lucru s-a reflectat și în valoarea de piață a BP, care s-a prăbușit după accident înainte să își revină, treptat, în ultimii ani. Dacă în cazul accidentului Deepwater Horizon

s-a putut interveni pentru că era relativ aproape de țărmul american, cum ar putea fi gestionată o situație similară, spre exemplu, în mijlocul Oceanului Atlantic sau în zona arctică? Riscurile de mediu impun investitorilor utilizarea de tehnologie foarte performantă și prime de asigurare mari, ceea ce crește costul proiectelor.

Riscul reputațional

Accidentele de mediu, controversile legate de împărțirea profiturilor între guverne, investitori și comunități, protestele unor categorii sociale împotriva *big business* pot să aibă, în condițiile comunicării globale

(amplificate în ultimii ani de acțiuni de dezinformare propagate mai ales prin intermediul rețelelor sociale), un impact semnificativ asupra reputației marilor companii din sector.

¹⁸ Egbert, Darryl (2015), *Commercialization Challenges for Offshore Resources*, ExxonMobil

Riscuri politice sau geopolitice

Multe dintre zăcămintele din apele de mare adâncime sunt în zone complicate din punct de vedere politic și geopolitic. Africa de Est și Africa de Vest sunt notorii pentru instabilitatea politică. Zăcămintele din

zona arctică, Asia de Sud-Est, Marea Neagră și Atlanticul de Sud sunt situate în regiuni cu temperatură geopolitică în creștere.

Riscuri fiscale

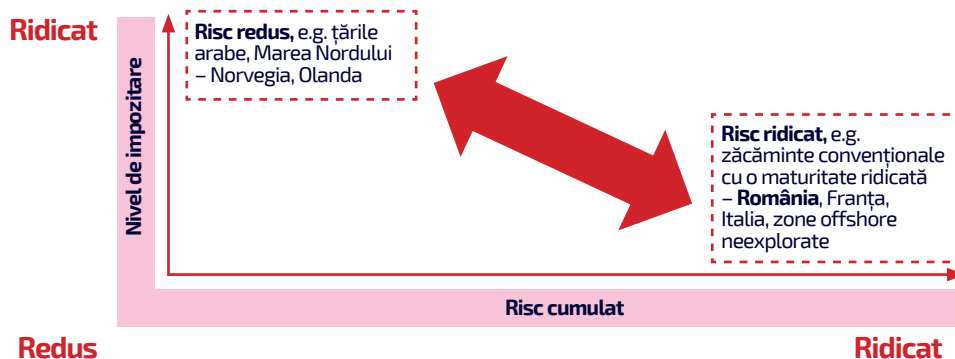
Sectorul petrolier reprezintă o țintă tradițională pentru guverne aflate în căutare de venituri bugetare. Riscul fiscal crește mai ales după ce investiția a devenit irevocabilă și investitorul nu se mai poate retrage. Modificarea termenilor fiscali pe parcursul derulării unui proiect poate afecta în mod semnificativ parametrii de profitabilitate sau chiar viabilitatea proiectului. De aceea, este esențială adoptarea unor clauze de stabilitate și predictibilitate înainte de demararea proiectelor, așa cum se arată mai detaliat în secțiunea următoare.

Termenii fiscali trebuie să țină cont de profilul zăcămintelor și să reflecte dificultățile de extracție și de aducere în piață a resurselor. Nu este potrivită impunerea unor termeni fiscali identici exploatărilor onshore cu cele offshore de mare adâncime, lucru valabil și pentru zăcămintele bogate, respectiv cele marginale, sau pentru zăcămintele convenționale și cele neconvenționale.

Se constată că la nivel global, în zonele cu risc total redus se practică un nivel mai ridicat de impozitare, pe când în zonele cu riscuri ridicate, așa cum sunt și zăcămintele offshore de mare adâncime, fiscalitatea este în general mai redusă, după cum se arată în **Grafic 10**.

Partea care revine guvernelor (*government take*) din profitul unui zăcământ variază între 15 și 95%, în funcție de numeroși factori. Diversitatea abordărilor fiscale, în strânsă relație cu profilul de risc, este atât de mare încât nu se poate stabili o formulă unică la nivel global. Unele state adoptă o fiscalitate moderată pentru a atrage investiții, mai ales în zonele în care nu s-au înregistrat deocamdată descoperiri semnificative (Irlanda, Maroc, zona arctică). Partea guvernelor se situează în zona superioară a intervalului în cazul zăcămintelor simple de exploatat, cu producție și profitabilitate mare și la care investitorii și-au recuperat deja investițiile. De asemenea, se constată o tendință de creștere a ponderii impozitului pe profit în impozitarea totală a companiilor din sector, în defavoarea redevențelor.

Grafic 10: Sistemul fiscal și nivelul de impozitare trebuie corelate cu profilul riscului total



Sursa: PwC, 2013

Riscuri de reglementare

Accidente precum Deepwater Horizon au generat modificări ale cadrului de reglementare, care devine din ce în ce mai complex. Astfel, operațiunile offshore

au devenit mai sigure, dar cu costuri mai mari.

Riscul meteo

Acesta este ridicat atât în zona arctică, unde sunt posibile foraje doar 3-4 luni pe ani în perioada verii, cât și în Golful Mexic, cunoscut pentru uraganele frecvente, Asia de Sud-Est, vestul Australiei, mijlocul

Atlanticului, ba chiar și Marea Neagră, unde se pot înregistra furtuni violente. Un eveniment meteo major poate să ducă la distrugerea instalațiilor și a infrastructurii, putând cauza probleme enorme de mediu.

Riscul terorist

Unele perimetre de exploatare offshore de mare adâncime sunt în imediata vecinătate a zonelor de acțiune ale organizațiilor teroriste – de exemplu, gru-

purile de insurgenți din Delta Nigerului sau pirații din Cornul Africii.

Importanța stabilității pentru investițiile în sectorul petrolier.

Comparații succinte privind fiscalitatea

Regimul fiscal petrolier și clauzele de stabilitate

În general, investitorii gestionează riscurile legate de geologie, de asigurare a tehnologiei și a know-how-ului necesare, de finanțare, de costuri generale ale operațiunilor, precum și riscul comercial, dar nu pe cele politice și de reglementare, care includ și riscurile ce țin de fiscalitate. Acestea din urmă depind, în primul rând, de comportamentul statelor gazdă. Riscurile asociate cu un mediu fiscal instabil și imprevizibil au un impact major asupra profilului general de risc al investiției și a profitabilității anticipate.

Or, cu cât este mai redus riscul de reglementare, în general, și cel fiscal, în special, cu atât guvernele obțin o cotă mai mare din câștigurile generate de activitățile petroliere. Când guvernele recurg la schimbări ale termenilor fiscali pentru a-și mări partea din câștigurile generate de extracția resurselor naturale, efectul neintenționat este de limitare a activității economice a investitorilor (în cazuri extreme, chiar de retragere a acestora), cu efectul că și profiturile imposabile generate de aceștia scad sau dispar complet. Impactul negativ asupra investițiilor este chiar mai mare atunci când aceste schimbări de regim fiscal afectează nu doar contractele viitoare, ci se aplică și proiectelor aflate în derulare.

După cum remarcă Manualul ONU privind fiscalizarea industriilor extractive¹⁹ (2017: 240),

„În general, țările care sunt percepute a avea niveluri mai scăzute de risc (tehnic, politic sau economic) vor fi capabile să obțină niveluri mai mari ale „părții guvernului” (government take) – adică redevențe mai mari, precum și alte taxe și impozite”

Dar aceasta nu înseamnă că guvernele nu au tendința de a revizui cadrul fiscal petrolier. Într-adevăr, așa cum remarcă Mansour și Naklthe (2016)²⁰, într-un studiu al Oxford Institute for Energy Studies,

„Guvernele mențin regimurile fiscale într-o revizuire aproape continuă. Dinamica a ceea ce constituie o «parte corectă» a rentei pe resurse este fundamental instabilă, dată fiind volatilitatea

tea prețurilor la țiței și gaze naturale, imprevizibilitatea geologiei și concurența globală pentru capital și know-how.”

Dorința statelor de a-și maximiza „partea”, nevoile bugetare ale guvernelor sau tendințele noi de pe piețele internaționale ori simpla schimbare de guvern declanșează inițiative de revizuire a regimului fiscal. Revizuirea poate avea încă în faza de explorare geologică, înainte ca zăcămintele să fie dezvoltate.

După cum este notat în Manualul ONU (2017: 239), în faza timpurie, de după deschiderea perimetrelor pentru explorare, guvernele inclină să stimuleze investițiile în activitatea de explorare, caracterizată de risc ridicat, oferind termeni fiscali avantajoși pentru investitori. Dar odată ce au avut loc descoperiri de hidrocarburi, rezervele devenind certe, și după ce investitorul a alocat sume mari, care nu mai pot fi retrase, guvernele înăspresc taxarea. Astfel de situații sunt numite în literatură *înțelegerea obsolescentă (obsolescence bargain)* – i.e. o înțelegere care și-a pierdut actualitatea – întrucât investitorul și-a diminuat puterea de negociere.

Un exemplu este, din nou, proiectul Kashagan din Kazahstan. Am arătat deja că acest proiect început în anul 2000 a cunoscut mari depășiri de buget și mari întâzieri – producția a demarat abia în 2013, față de 2005, cum fusese estimat inițial – în special din cauza complicațiilor geologice. Pe acest fond, în 2008 guvernul de la Astana a impus o amendă cuprinsă între 4 și 7 mld.\$ pentru întâziere și, de asemenea, și-a mărit participația în proiect și a înăspriș termenii fiscali.

Factori declanșatori ai instabilității regimului fiscal petrolier

Să analizăm mai detaliat factorii care declanșează instabilitatea regimului fiscal petrolier. Volatilitatea accentuată a **prețului hidrocarburilor** pe piețele internaționale, în cazul țițeiului, respectiv regionale, în cazul gazelor naturale, constituie un bun predictor al inițiativelor de revizuire a regimului fiscal *upstream* de către statele deținătoare de resurse. Potrivit datelor

¹⁹ United Nations (2017), *Handbook on Extractive Industries Taxation*

²⁰ Mansour, Mario și Carole Naklthe (2016), *Fiscal Stabilization in Oil and Gas Contracts: Evidence and Implications*, Oxford Institute for Energy Studies, OIES Paper: SP 37

Băncii Mondiale (2009)²¹, între 1990 și 2009 – interval în care cotațiile medii anuale ale barilului Brent au scăzut de la 23,70 \$/baril în 1990 la 12,74 \$/baril în 1998, pentru ca apoi să crească aproape neîntrerupt până la vârful de 96,94 \$/baril în 2008, anul în care s-a înregistrat cel mai mare nivel de preț al barilului Brent (147\$ în luna iulie) – mai bine de 30 de țări și-au revizuit contractele petroliere sau întregul regim fiscal. Între 2000 și 2008, perioadă de creștere continuă a cotațiilor internaționale ale petrolului, țări precum Angola, Argentina, China, Ecuador, India, Kazahstan, Libia, Nigeria, dar și Alaska, în SUA, au crescut nivelul de impozitare aplicat companiilor petroliere.

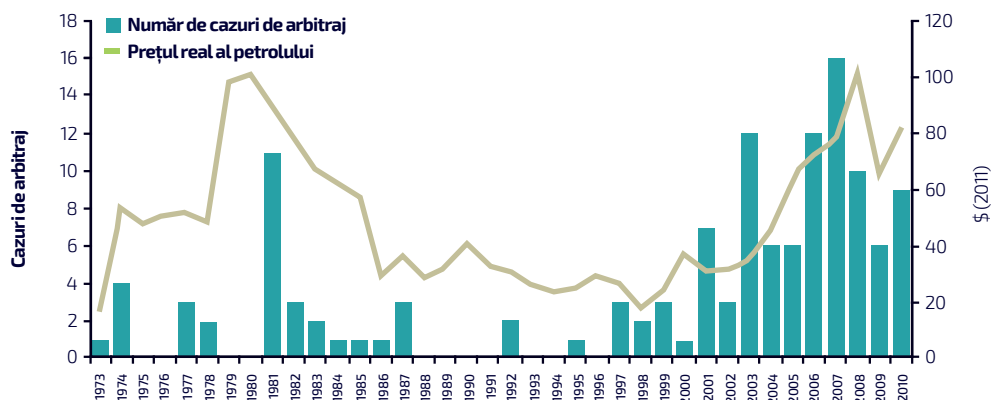
Motivul principal este acela că un regim fiscal stabilit atunci când prețul mediu anual al barilului este de 30-40\$ diferă structural, din punct de vedere al „părții guvernului”, de un regim fiscal conceput în jurul unor valori de preț de 80-90 \$/baril²². În astfel de transformări ale pieței petrolului, guvernele ajung repede să regrete generozitatea exagerată pe care regimul fiscal îl conferă industriei, așa că, susținute de puterea mărită de negociere dobândită pe fondul prețurilor crescute, forțează modificări ale termenilor fiscali. Pe de altă parte, când prețurile se prăbușesc, tendința este exact opusă: companiile petroliere, de ale căror investiții guvernele au nevoie acută, au puterea de negociere mai mare, astfel că modificările de cadru fiscal au loc în favoarea lor – deși, așa cum observă Mansour și Nakhle (2017), răspunsul la scăderile de preț este mai lent și mai puțin sistematic decât în cazul creșterilor.

Un exemplu este decizia guvernului britanic, în 2015, pe fondul prăbușirii prețului petrolului la sfârșitul anului 2014, de a acorda industriei petroliere un ajutor fiscal de 1,5 mld.£, sub forma ușurării sarcinii fiscale și a unor măsuri suplimentare de susținere a activităților de explorare a platoului continental al Marii Britanii. Un alt exemplu de revizuire, determinat în primul rând de nevoia de a atrage investiții, este cel al Algeriei care, în urma unor licitații eșuate pentru perimetre petroliere în 2005 și 2008 a decis, în 2013, să ofere termeni considerabil fiscali mai atractivi, printr-o nouă lege.

Întrucât practica internațională este, cu unele excepții, de a include în acordurile petroliere (i.e. contractele de concesiune) *clauze de stabilitate* menite să asigure aplicarea, pe durata acordului petrolier, a cadrului fiscal în vigoare la data semnării, modificările intempestive și unilaterale de legislație fiscală au dus la deschiderea a numeroase acțiuni de arbitraj internațional. După cum arată mai jos **Graficul 11**, există o corelație clară între numărul crescut al cazurilor de arbitraj în sectorul petrolier și creșterea prețului petrolului.

O altă situație recurentă de revizuire a cadrului fiscal se manifestă în **fazele incipiente ale ciclului de viață** ale unui bazin de hidrocarburi, pe care deținătorul resurselor decide să-l exploreze și să-l dezvolte prin atragerea investitorilor internaționali capabili să asigure tehnologia și capitalul necesare. Astfel, pentru atragerea acestor investitori, guvernele au interesul de a oferi condiții fiscale atrăgătoare.

Grafic 11: Prețul petrolului Brent și cazurile de arbitraj internațional în sectorul petrolier



Sursa: Mansour și Nakhle (2017), Stevens et al. (2013)

²¹ World Bank (2009), *Global Economic Prospects: Commodities at Crossroads*, Washington, DC: World Bank

²² Excepție notabilă fac acele cadre fiscale flexibile, care includ variații largi ale factorului preț, agreate între stat și investitori, de tip *sliding scale*, precum în cazul provinciei Alberta, cea mai importantă regiune producătoare de hidrocarburi a Canadei.

Dar, pe măsură ce operațiunile de explorare confirmă existența unor resurse comerciale semnificative de hidrocarburi, guvernele au tendința, în calitate de proprietari ai acestor rezerve, de a-și mări considerabil partea, prin amendarea sau schimbarea completă a legislației. Pe de o parte, acest fenomen ilustrează ceea ce fost prezentat mai sus ca problema obsolescenței, ca expresie directă a puterii crescute de negociere a guvernului. Pe de altă parte însă, este vorba și despre o insuficiență cunoaștere, înaintea execuției lucrărilor de prospecțiune suficient de ample, a potențialului geologic și comercial real al zăcămintelor sau al bazinului respectiv.

Acest ultim caz este ilustrat de evoluția cadrului fiscal israelian: în 1999, compania americană Noble Energy a descoperit în apele teritoriale ale Israelului zăcămintul Noa, în Mediterana de Est. În anii următori au fost descoperite și câmpurile Mari-B în 2000, Dalit și Tamar în 2009, Leviathan în 2010 și Tanin în 2011, confirmând imensul potențial al Bazinului Levantin. Dar deja în anul 2000, Ministerul pentru Infrastructură Națională al Israelului a înghețat toate operațiunile offshore, lăsându-i timp guvernului să amendeze regimul fiscal petrolier. Acest lucru s-a realizat șase ani mai târziu, cu o parte a guvernului mărită. Dar noile reglementări au fost aplicate doar concesiunilor încheiate după intrarea în vigoare a noii legi; concesiunilor existente li s-a aplicat un regim fiscal de tranziție, mai puțin împovăraător.

Alți factori care duc, uneori, la revizuirea cadrului fiscal petrolier sunt **schimbarea de guvern**, în special când aceasta este însoțită de o schimbare ideologică de amploare, dat fiind că, de regulă, guvernele sunt critice față de predecesorii lor la guvernare, respectiv **deteriorarea situației finanțelor publice**, care determină unele guverne să recurgă la introducerea unor impozite de tip „Robin Hood”, care taxează suplimentar profitul din operațiunile petroliere. Dar în afară de faptul că astfel de taxe se dovedesc uneori a fi neconstituționale²³, în practica internațională aplicarea unui impozit suplimentar pe „profituri extraordinare”, de tip *windfall*, este aplicată pe un interval de timp limitat, de maximum 2-3 ani; prelungirea nedefinită sau chiar permanentizarea prin lege a unor astfel de impozite este neobișnuită și creează distorsiuni ale mediului concurențial.

Clauzele de stabilitate fiscală

În aceste condiții, este de înțeles că investitorii caută mecanisme de diminuare și gestiune a riscului fiscal. Așa cum am menționat, **clauzele de stabilitate fiscală**, incluse în acordurile petroliere, care au caracteristica unor contracte pe termen lung dintre statul deținător al resurselor și titularul licenței de concesiune, sunt menite să protejeze investitorii de posibila exercitare discreționară a autorității de către statul suveran prin naționalizare, expropriere, obsolescență, taxe de tip Robin Hood etc. Un astfel de instrument de diminuare a riscului fiscal este căutat nu doar de investitori, ci și de finanțatori, stabilitatea fiind considerată o condiție definitorie a bancabilității unui proiect. De cealaltă parte, guvernele acceptă clauze de stabilitate pentru a-și crește atractivitatea mediului investițional și competitivitatea pe piața internațională a proiectelor de țitei și gaze naturale.

Trebuie menționat că, într-un anumit sens, activarea unei clauze de stabilitate fiscală este o „opțiune nucleară”, ea fiind o soluție de ultimă instanță, la care investitorii nu pot apela în instanțe de arbitraj internațional fără a deteriora aproape iremediabil relațiile cu guvernul gazdă. De aceea, în situațiile în care statele inițiază schimbări de cadrul fiscal petrolier, sunt preferabile negocierile care să ducă la stabilirea unei noi formule de compromis, acceptabile pentru ambele părți.

De altfel, clauzele moderne de stabilitate au evoluat de la abordarea inițială de „înghețare” (*freezing*) a condițiilor fiscale de la momentul semnării acordului de concesiune la o abordare bazată pe asigurarea „echilibrului economic” al desfășurării relațiilor contractuale dintre deținătorul concesiunii și deținătorul resurselor. Cu alte cuvinte, accentul a fost mutat pe inserția unor elemente de compensare și echilibrare în situația modificării cadrului fiscal, astfel încât să fie menținute condițiile economice definitorii ale contractului.

Cu toate acestea, așa cum arată Graficul 13 mai sus, au devenit tot mai frecvente cazurile de activare a clauzelor de stabilitate în instanțele internaționale de arbitraj. Invariabil, acest lucru înseamnă costuri financiare severe, cel puțin pentru una dintre părți, precum și costuri reputaționale ce se pot dovedi foarte greu de recuperat.

²³ În februarie 2015, Curtea Constituțională a Italiei a declarat neconstituțională taxa Robin Hood de 6,5% în plus față de impozitul obișnuit pe profit, introdusă în 2008 – mai întâi impusă companiilor petroliere, apoi, începând cu 2011 și producătorilor de energie regenerabilă.

Bazinul Mării Negre: prospectivitate geologică și elemente de comparație a regimurilor fiscale offshore

Marea Neagră are o suprafață de aproximativ 415.000 km² (1.150 km pe direcția est-vest și 600 km pe direcția nord-sud) fiind mărginită de șase țări (Bulgaria, România, Ucraina, Rusia, Georgia și Turcia) și comunică cu Marea Mediterană prin strâmtorile Bosfor și Dardanele. Din punct de vedere geologic este compusă din două sub-bazine, de est și de vest, separate printr-un rift central. Potențialul geologic al resurselor de gaze naturale este estimat a fi mai mare în partea de vest, în timp ce țiteiul ar fi dominant în sub-bazinul estic.

Din punct de vedere petrologic, Marea Neagră este considerată de numeroși analiști ca fiind, potențial, o nouă Mare a Nordului, regiunea cea mai importantă din punct de vedere energetic din Europa. Dar acest potențial este încă unul predominant teoretic, explorarea geologică aflându-se încă într-o fază incipientă (circa 100 de sonde forate). Descoperiri importante au făcute până în prezent doar în zona românească. Toate statele riverane Mării Negre au proiecte de explorare, mai avansate fiind România, Turcia și, într-o oarecare măsură, Bulgaria (**vezi Harta 2**).

Harta 2: Proiecte de explorare offshore din Marea Neagră



Sursa: Schlumberger, 2015

Proiectele de explorare de la Marea Neagră prezintă aproape toate riscurile generale ale offshore-ului de mare adâncime, dar și anumite riscuri specifice:

- Rata de succes a sondelor de explorare este de circa 20-25% în România. A fost însă de 0% în cazul Turciei și al Bulgariei. Costurile forării unei sonde în apele adânci variază între 150 și 250 mil.\$;
- Riscul comercial este semnificativ, pe fondul slabei conectări a Bazinului Mării Negre la piețele vest-europene;
- Infrastructura și logistica sunt, deocamdată, slab dezvoltate (spre deosebire de Marea Nordului sau de Golful Mexic) atât offshore, cât și onshore;
- *Know-how-ul* și resursele pentru managementul de proiect sunt încă foarte reduse, în pofida eforturilor făcute de țări ca România și Turcia;
- Riscul geopolitic este în creștere, ca urmare a evenimentelor politico-militare din Crimeea și din estul Ucrainei, precum și a atmosferei tensionate dintre NATO și Rusia, și cu o Turcie aflată în relații antagonice cu aliații săi occidentali. Crimeea este, în prezent, puternic militarizată, având capacități avansate de tip A2/AD (*anti-access area denial*). Nave militare și ale NATO patrulează constant apele Mării Negre iar avioane de vânătoare ale Alianței supraveghează spațiul aerian al extremității sale sud-est europene. Această intensificare fără precedent a capacităților militare în Bazinul Mării Negre se reflectă, inevitabil, în percepția de risc geopolitic a titularilor de licențe petroliere și a potențialilor investitori interesați;
- Riscul fiscal și de reglementare este mare și în creștere. Se manifestă prin lipsa stabilității și predictibilității, modificările fiscale fiind aplicate retroactiv și fără minimă consultare;

- Riscul de mediu este apreciabil, Marea Neagră fiind măturată de furtuni violente. Zăcămintele sunt situate la mare distanță de țărm, făcând o potențială intervenție extrem de dificilă în condițiile lipsei echipamentelor specializate și a experienței;
- Riscuri legale și de reglementare în creștere, accentuate ca urmare a anexării Crimeii și a extinderii, *de facto*, a zonei economice exclusive a Rusiei.

Pe lângă acestea, există și riscuri specifice Mării Negre:

- Este o mare aproape închisă, cu acces greu prin Bosfor. Adâncimea minimă a Bosforului este sub 50m, iar podurile care leagă Europa de Asia la Istanbul au o înălțime de 64m deasupra apei. Acest lucru înseamnă că platformele de foraj trebuie demontate pentru traversarea Bosforului și refăcute ulterior, ceea ce mărește semnificativ costurile (**Foto 1**);
- Pentru că s-au făcut puține exploatări, topografia fundului Mării Negre este insuficient cunoscută, ceea ce va putea complica traseul conductelor. De asemenea, fundul mării este instabil;
- La adâncimi de peste 200m este prezent hidrogenul sulfurat, cu efect de coroziune a conductelor și echipamentelor. Echipamentele capabile să opereze într-un asemenea mediu sunt semnificativ mai scumpe. De asemenea, la adâncimi mai mari de 500-600m, apa mării este saturată cu metan;
- Pe fundul mării se găsesc hidrați de metan în cantități mari, ceea ce poate fi periculos în situația în care ajung la suprafață, cu risc de incendiu sau de reducere a flotabilității navelor;
- În regiune sunt puține companii de servicii petroliere cu capacitatea necesară pentru lucrările offshore de mare adâncime.

Riscul total rezultat din cumularea aspectelor atât specifice, cât și generale expuse mai sus este unul ridicat pentru Marea Neagră. Aceasta face ca, pe de-o parte, activitatea de explorare să fie mai puțin intensă decât se anticipa, iar pe de altă parte rentabilitatea așteptată de investitori să fie una mai ridicată, pentru a compensa riscurile.

Foto 1: **Platforma Ocean Endeavor traversând Bosforul, cu turla demontată**



Sursa: ExxonMobil

Conform datelor Wood Mackenzie (2017)²⁴, cele mai mari volume de hidrocarburi au fost descoperite în nord-estul Mării Negre, de-a lungul coastei Federației Ruse, urmate de zona economică exclusivă din jurul Peninsulei Crimeea. Dar volumele mari ale zăcămintelor nu înseamnă neapărat valoare ridicată, deoarece valoarea comercială depinde în mod crucial de accesibilitatea resurselor – adâncime, fragmentare, etc.

Valoarea comercială a unui zăcămintă nu depinde doar de caracteristicile sale geologice, ci și de o serie de alți factori care depind de politicile, reglementările și comportamentul statelor (stabilitatea mediului politici și de reglementare, liberalizarea piețelor de gaze naturale în special și de energie în general, existența infrastructurii, dar și accesul la perimetre etc), precum și de factori regionali și globali incontrollabili, precum evoluțiile geopolitice sau ale piețelor internaționale ale petrolului (i.e. țitei și gaze naturale) și produselor petroliere.

Din punct de vedere al valorii, șase dintre primele 10 zăcămintă din Marea Neagră sunt situate în apele teritoriale și zona economică exclusivă ale României. Blocul Istria, situat în apele puțin adânci ale Mării Negre românești, conduce clasamentul, urmat de Neptun Deep, Midia și Pelican.

Turcia, Bulgaria, Ucraina

Turcia. Deși economia Turciei este în prezent afectată de o criză financiară, ea rămâne cel mai important consumator regional de energie, cu o factură anuală de 60 mld.\$ pentru importurile energetice de diverse tipuri. Pentru a-și satisface setea de resurse și a-și întări securitatea energetică (obiectivul fiind asigurarea independenței energetice până în 2023), Turcia a început să exploreze intens atât în onshore convențional, cât și în offshore de mare adâncime din Mediterana și Marea Neagră.

În offshore au fost identificate rezerve semnificative în Marea Mediterană, dar zăcămintele se află într-o zonă aflată în dispută cu Ciprul. În aceste condiții,

Turcia s-a concentrat pe perimetrele din zona economică exclusivă din Marea Neagră, estimate de TPAO, compania petrolieră națională, ca având rezerve de 10 mld.bep și 1.500 mld.mc de gaze naturale.

În vederea explorării perimetrelor din Marea Neagră, Turcia a semnat trei înțelegeri în perioada 2009-2010 cu Chevron, ExxonMobil și Petrobras. Fiecare acord a presupus investiții de aproximativ 400-500 mil.\$, respectiv de forare a câte două sonde. Rezultatele acestor explorări au fost modeste, toate cele șase sonde de explorare fiind uscate.

²⁴ Wood Mackenzie (2017), The Black Sea: Unlocking Its Potential, april

În 2010, Chevron a anunțat că se retrage temporar din Turcia și, potrivit unor surse, ar fi plătit o clauză de penalizare de 100 mil.\$. În 2011, ExxonMobil a abandonat, de asemenea, două perimetre de explorare. Și Petrobras a închis operațiunile de explorare din zona economică exclusivă turcă.

În pofida acestor eșecuri, Turcia nu a abandonat eforturile de explorare și TPAO a semnat cu Shell un contract de explorare în vestul Mării Negre.

Shell s-au angajat la investiții de circa 200 mil.\$ pentru săparea unei sonde. Ankara continuă eforturile de explorare, iar acestea se vor concentra pe perimetrele din zona economică exclusivă a Turciei din vecinătatea blocului Neptun, unde ExxonMobil și OMV Petrom au identificat rezerve de gaze naturale. Mai recent, Turcia s-a dotat cu două nave de explorare seismică și foraj de mare adâncime (13.000 m) pentru a continua eforturile de identificare a rezervelor de gaze naturale în Marea Neagră.

Turcia este un exemplu concludent despre riscurile și incertitudinea aferentă activităților de explorare din apele adânci ale Mării Negre și care confirmă din păcate statisticile. Au fost făcute eforturi financiare mari, dar fără rezultate.

Bulgaria. Activitățile de explorare în zona economică exclusivă a Bulgariei au început la mijlocul anilor 1980, fiind săpate în total 30 de sonde. Au fost anunțate șase descoperiri, dar niciuna nu a fost dezvoltată. La începutul anilor 1990, Texaco a forat în apele bulgărești de mică adâncime. În 1998, compania s-a retras din licență. În 2008, Melrose (devenită ulterior Petroceltic) a forat în apele de mică adâncime două sonde care au fost ulterior puse în producție, la debite mici. Producția a încetat într-o mare măsură în anul 2014, cu impact dramatic asupra producției de gaze naturale a vecinilor de la sud. Mijlocul anilor 2000 a marcat intrarea în sectorul offshore din Bulgaria a două *supermajors*, Shell și Total (în parteneriat cu Repsol, respectiv OMV), prima sondă în ape de mare adâncime fiind forată în 2016 de către compania franceză. Total a anunțat că forajul a fost de succes, fără a oferi informații suplimentare. În 2017, Shell a finalizat explorarea seismică 3D a unei zone

de 5400 km² în perimetrul 1-14 Han Kubrat, din care două treimi sunt situate în ape de mare adâncime.

Ucraina. Potențialul resurselor de gaze naturale al Ucrainei din zona economică exclusivă era considerat a fi foarte semnificativ și de natură să contribuie la obținerea independenței energetice a țării. Pentru punerea în valoare a resurselor de gaze naturale, Kievul a semnat acorduri sau a demarat negocieri cu unele dintre *supermajors*. Astfel, în 2012-13 un acord de împărțire a producției a fost semnat cu ENI, Shell și Chevron. Între 2012 și 2014, Ucraina a negociat dezvoltarea perimetrului Skifska (estimat la 5 mld.mc/an) cu un consorțiu condus de ExxonMobil, care includea companiile Shell și OMV Petrom.

Alte acorduri erau în curs de negociere la data anexării anexarea Crimeii de către Federația Rusă. În dezbaterile publice privind anexarea Crimeii, accentul a fost pus mai ales pe dimensiunea militară și strategică. Există însă și o dimensiune energetică majoră a preluării de către Rusia a zăcămintelor din zona economică exclusivă aferentă Crimeii, prin care s-a triplat suprafața perimetrelor rusești din zonă. Aceasta în contextul în care Moscova a încercat să minimalizeze relevanța resurselor în cauză. Rusia a preluat și două nave de explorare ucrainiene de ultimă generație. Regimul de sancțiuni impus Moscovei în urma anexării Crimeii a dus la blocarea proiectelor și la pierderi semnificative pentru investitori. În plus, prin extinderea zonei economice exclusive a Rusiei, aceasta se învecinează cu perimetrele românești și turcești, mărinind riscul unor dispute de drept internațional.

România

O parte din activitățile de explorare realizate în ultimii ani au rezultat în descoperiri, care însă nu au fost încă declarate comerciale, cele mai importante fiind următoarele:

- În martie 2012, OMV Petrom și ExxonMobil au anunțat că prin sonda Domino 1, din perimetrul Neptun Deep, s-au descoperit resurse recuperabile estimate între 42 și 84 mld.mc de gaze naturale;
- În octombrie 2015, companiile Lukoil, PanAtlantic și Romgaz au anunțat, descoperirea unor resurse care, pe baza datelor seismice și în urma analizei probelor obținute în timpul operațiunilor de foraj, sunt estimate la aproximativ 30 mld.mc;
- În perimetrul Midia au fost făcute două descoperiri semnificative: Doina (în 1995) și Ana (în 2008), care însumează resurse recuperabile de 9,5 mld.mc de gaze naturale.

Pe de altă parte atât în perimetrele menționate mai sus cât și în alte perimetre au fost forate un număr semnificativ de sonde care însă nu au avut succes.

Propunerea de taxare suplimentară din proiectul Legii Offshore (iulie 2018)

Investițiile în sectorul offshore din România s-au realizat în baza prevederilor de stabilitate incluse în Legea petrolului nr. 134/1995, Legea petrolului nr. 238/2004, OUG nr. 160/1999, aprobată prin Legea nr. 399/2001, precum și în baza clauzelor de stabilitate cuprinse în acordurile petroliere individuale.

Recenta propunere legislativă a Parlamentul României privind activitatea petrolieră offshore (Legea Offshore), trimisă spre reanalizare de către Președintele României la data de 2 august, a adus un grad semnificativ de imprevizibilitate a reglementărilor. Din punct de vedere al fiscalității, propunerea din Legea Offshore a fost de a introduce, pe lângă redevențele stabilite prin Legea Petrolului nr. 238/2004, a unui impozit progresiv pe venit, după cum urmează:

Tabel 1: Taxarea suplimentară a venitului producătorilor offshore, în funcție de prețul gazelor naturale, conform propunerii de Lege Offshore (iulie 2018)

Prețul gazelor (Lei/MWh)	Impozit (%)
< 45,71	0
<= 85	30
<= 100	15
<=115	20
<=130	25
<=145	30
<=160	35
<=175	40
<=190	45
> 190	50

Sursa: Energy Policy Group (EPG), 2018

De asemenea, propunerea legislativă prevede o limită a deductibilității investițiilor de 60% din venitul „suplimentar” rezultat din vânzarea între diferitele intervale de preț indicate. Trebuie luate în considerare următoarele deficiențe ale mecanismul de deduceri și de stabilire a bazei impozabile din acest proiect de lege, ce descurajează investițiile:

- Pot fi deduse doar investițiile efectuate în luna în care sunt realizate veniturile suplimentare. În cazul proiectelor de explorare și dezvoltare de noi zăcăminte offshore, investițiile se realizează în măsură covârșitoare înainte de începerea producției, ceea ce duce la imposibilitatea deducerii acestora, având în vedere că proiectul de lege nu prevede un mecanism de reportare a investițiilor care nu pot fi deduse în perioadele când nu există venituri suplimentare. Or, un astfel de mecanism de reportare a investițiilor este comun în practica internațională (de exemplu Marea Britanie, Norvegia, Olanda) și este prevăzut de asemenea în Ordonanța Guvernului 7/2013 pentru impozitarea veniturilor suplimentare, care se aplică titularilor de concesiuni onshore;

- Investițiile nu pot fi deduse din veniturile suplimentare care depășesc 85 Lei/MWh, deducerea fiind limitată la veniturile suplimentare de până la acest nivel;
- Nu pot fi deduse investițiile realizate înainte de intrarea în vigoare a acestui proiect de lege, care însumează peste 2 miliarde de dolari numai pentru activitățile de explorare realizate în ultimii 10 ani;
- Nu se realizează o ajustare pentru inflație, începând cu 1 septembrie 2019, a pragului inferior de determinare a veniturilor impozabile (45,71 Lei/MWh), indexarea aplicându-se totuși pentru pragurile superioare de preț, ceea ce duce la o mărire în timp a bazei impozabile;
- Din baza impozabilă nu sunt scăzute redevențele, așa cum este prevăzut în OG 7/2013 pentru impozitarea veniturilor suplimentare, care se aplică titularilor de concesiuni onshore și cum este practica internațională.

Cu o astfel de modificare a cadrului fiscal offshore, România ar fi propulsată pe poziția a doua a nivelului de taxare în regiunea extinsă a Mării Negre și a Bazinului Caspic, după Azerbaidjan (partea guvernului 33%, IRR investitor 19%), cu o parte a guvernului de 31% și un IRR al investitorilor de 22%. Urmează, în clasamentul întocmit de Wood Mackenzie (2018)²⁵ pentru regiunea extinsă a Mării Negre (ce include și Bazinul Caspic), Kazahstan, Turcia, Ucraina și Bulgaria. Pentru a avea dimensiunile tabloului, partea guvernului în Bulgaria este de 21%, iar IRR-ul este de 64%.

Trebuie menționat că analiza Wood Mackenzie nu include investițiile în explorare realizate pentru identificarea și evaluarea respectivelor rezerve comerciale. Luând în considerare investițiile semnificative în explorare, perioada lungă de explorare necesară în sectorul offshore, randamentele realizate de investitori sunt mult mai mici, mai ales în cazul

României, unde statul obține o cotă semnificativă din profit încă de la prima producție, datorită nivelului ridicat al redevențelor (13% pentru producția de gaze naturale offshore) și a deducerii întârziată a investițiilor pentru calculul de impozit pe profit.

Este notabil și faptul că această intenție de creștere substanțială de fiscalitate are loc în contextul în care țările vecine își măresc competitivitatea prin reduceri de taxe și impozite pentru sectorul offshore²⁶. Astfel, Ucraina a redus redevențele, în vreme ce Kazahstanul a introdus pentru zăcămintele încă nedezvoltate un regim fiscal avantajos, bazat pe impozitarea profitului.

Mai mult, această propunere a venit pe fondul unei fiscalități petroliere deja crescute, în ultimii ani, de către guvernele României. Amintim că în februarie 2013, guvernul a emis OG 7/2013, prin care a instituit un impozit asupra veniturilor suplimentare rezultate din dereglementarea prețului gazelor naturale. În 2017, acest impozit, care trebuia să fie unul tranzitoriu, a fost permanentizat de către Parlament, care i-a și mărit nivelul maxim la 80%²⁷.

Tot din 2013 este în vigoare OG 6/2013, care a instituit un impozit de 0,5% pe veniturile rezultate din vânzarea țiteiului și a condensatului. Împreună, acestea au ridicat România în clasamentul european al fiscalității petroliere, după cum este arătat de studiul anualizat al Deloitte România privind redevențele și impozitele similare în sectorul petrolier²⁸ (**Table 2**).

²⁵ Wood Mackenzie (2018), Romania is considering higher taxes for offshore projects, august

²⁶ La data scrierii acestui studiu, Senatul României tocmai a aprobat un amendament prin care este introdusă în proiectul Legii Offshore o clauză de stabilitate de tip *freezing*, cu prevederi stricte: „Regimul de redevențe și regimul fiscal ... nu se vor modifica, indiferent sub ce formă, în favoarea sau în defavoarea titularilor de acorduri, pe toată durata acordurilor și a prelungirilor subsecvente.” De asemenea, este prevăzută posibilitatea deducerii integrale, din impozitele datorate de operatori, a „valorii cumulate a investițiilor în sectorul upstream, înregistrate în evidența contabilă potrivit reglementărilor legale în vigoare...”. Aceste revizuirii pot avea un rol decisiv în favorizarea deciziilor de investiții în offshore-ul românesc.

²⁷ Legea este în vigoare din aprilie 2018.

²⁸ Deloitte (2018), *O imagine de ansamblu asupra redevențelor și impozitelor similare. Sectorul upstream de petrol și gaze naturale și Europa*, aprilie

Tabel 2: Rata medie a redevențelor și a altor impozite petroliere similare în Europa

Regiune	2014	2015	2016	2017
România	15,0%	16,0%	17,4%	13,9%
Restul Europei, exceptând Groenigen, Olanda ²⁹	9,1%	7,5%	6,9%	n/a
Restul Europei	11,6%	9,8%	8,8%	n/a

Sursa: Deloitte România (2018)

Se observă că, pe fondul scăderii puternice a prețului hidrocarburilor în intervalul 2014-2016, statele europene au continuat tendința de diminuare a ratei medii a redevențelor și a celorlalte impozite asupra sectorului petrolier *upstream* – scădere de la 9,8% în 2015 la 8,8% în 2016, în vreme ce rata efectivă de impozitare în România și-a continuat traiectoria ascendentă, crescând de la 16,9% în 2015 la 17,4% în 2016.

În 2017, fiscalitatea petrolieră agregată a scăzut în România, pe fondul abrogării, începând cu 2017, a impozitului de 1% pe construcții speciale, aplicat la valoarea contabilă brută a sondelor de țitei și gaze naturale, a conductelor etc.

Este relevantă și o **analiză diferențiată onshore - offshore** a nivelului efectiv de impozitare din cele 25 de jurisdicții europene evaluate în acest studiu. Astfel, nivelul impozitării onshore din România este ridicat față de media europeană, existând totuși două jurisdicții cu o cotă efectivă de impozitare mai mare atât în anul 2015 cât și în anul 2016. Pe de altă parte, chiar neluând în calcul o impozitare suplimentară aplicabilă sectorului offshore din România, nivelul maxim de redevență de 13% care se aplică în România la cea mai mare parte din producția offshore de gaze naturale, datorită pragurilor de producție neadaptate specificului offshore, reprezintă cea mai ridicată cotă de impozitare efectivă în anul 2016 față de jurisdicțiile offshore europene (respectiv al doilea cel mai mare nivel de impozitare în anul 2015, foarte

aproape de cota efectivă de impozitare din Norvegia, de 13,9%).

În aceste condiții, pentru a menține competitivitatea sistemului de impozitare, este necesar ca o eventuală impozitare suplimentară pentru sectorul offshore să aibă o structură și un nivel echilibrat, iar formula de calcul a redevențelor să fie adaptată specificului acestui sector.

Diversitatea riscurilor prezentate mai sus face extrem de dificilă identificarea unei abordări fiscale optime, general aplicabile, indiferent de condițiile geologice, politice, geopolitice și de reglementare specifice diferitelor jurisdicții. Rămâne, totuși, concluzia că măsurile tangibile de diminuare a riscului agregat permit atât obținerea unei părți mai mari a guvernului, cât și asigurarea unui câștig suficient pentru investitori.

²⁹ Zăcămintul de gaze naturale Groenigen din Olanda este cel mai mare din Europa, el având un regim de impozitare separat.

Concluzii și recomandări

Exploatarea offshore de mare adâncime are un aport major la acoperirea cererii de țiței și gaze naturale în viitor. Costurile și riscurile asociate unor astfel de proiecte sunt ridicate iar investițiile se fac pe termen lung. În plus, viabilitatea acestora este afectată de volatilitatea prețului petrolului. Este un drum lung de la săparea unei sonde de explorare de succes până la comercializare, iar foarte puține companii din lume dispun de tehnologia, forța financiară și capacitatea de management necesare pentru asemenea proiecte.

Potențialul Mării Negre, chiar dacă este semnificativ din punct de vedere teoretic, nu a fost confirmat în mod concludent, până în prezent. Exemplul Turciei arată că incertitudinea privind potențialul resurselor nu este o vorbă goală, România, cu descoperirile din perimetrul Neptun, fiind mai degrabă o excepție.

De la proiectele riscante, inclusiv de la cele din Marea Neagră, investitorii așteaptă o profitabilitate pe măsură. Dacă nu pot obține profitabilitatea corespunzătoare riscului total, spectrul proiectelor offshore interesante pentru investitori se restrânge considerabil. În asemenea cazuri, pot să apară investitori care nu au ca obiectiv profitabilitatea proiectelor, ci interese geopolitice.

Pentru a se ajunge la mult discutata situație *win-win-win*, din care să aibă de câștigat atât societatea, cât și statul și investitorii, este nevoie de înlănțuirea fericită a multor factori. Materializarea unui singur risc major poate rupe lanțul proiectului, pentru că tăria unui lanț este dată de cea mai slabă verigă. De aceea, este nevoie de optimism rezonabil, dar și de realism, în privința proiectelor offshore de mare adâncime din Marea Neagră.

Dat fiind nivelul ridicat de risc în regiunea Mării Negre, România trebuie să acționeze pentru mărirea atractivității și a competitivității sale ca destinație a capitalului, a tehnologiei și a know-how-ului în sectorul offshore, ținând în permanență seamă de cele mai bune practici în domeniu la nivel mondial, precum și de tendințele internaționale și regionale.

Guvernul României trebuie să dezvolte capacitate instituțională, administrativă și *know-how* pentru a putea gestiona în mod adecvat particularitățile sectorului petrolier offshore. Ar fi fost de dorit ca și în ultimii ani să fi fost constituită capacitatea instituțională și resursele umane specializate necesare definirii unui cadru fiscal petrolier optim, în acord cu practicile cele mai bune și tendințele recente pe plan internațional.

Dar fie și numai după anticipata demarare a lucrărilor de dezvoltare și producție în apele adânci ale Mării Negre, va fi necesară dezvoltarea unui cadru de reglementare inteligent și competitiv și crearea unui mediu instituțional apt să gestioneze dezvoltarea unui domeniu nou și amplu de activitate în sectorul energetic, aliniat la obiectivele strategice fundamentale ale țării.

