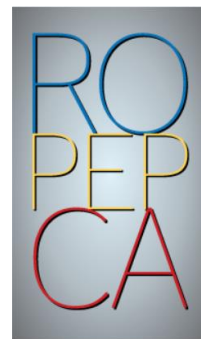


POZIȚIA ROPEPCA PRIVIND REDEVENȚELE

Evaluarea regimului fiscal în sectorul de petrol și gaze din România
2 dec. 2014



Asociația Română a Companiilor de Explorare și Producție Petrolieră (“ROPEPCA”) își exprimă prin prezenta angajamentul ferm și continuu de a acționa ca o voce unitară a industriei onshore de petrol și gaze.

De la înființarea sa în anul 2012, ROPEPCA și-a propus să fie un promotor al industriei onshore, propunându-și sprijinirea dezvoltării, diversificării și competitivității industriei. ROPEPCA beneficiază de adeziunea membrilor cei mai activi în industria onshore, cuprinzând acum 18 membri.

Angajamentul ROPEPCA față de dezvoltarea sectorului de petrol și gaze naturale a fost o prioritate continuă. În consecință, ROPEPCA a pledat pentru **remedierea obstacolelor** specifice, în special cele privitoare la **regimul fiscal** care afectează începerea și derularea eficientă a operațiunilor petroliere. ROPEPCA a promovat cu succes și a susținut inițiativele care au avut ca prioritate uniformizarea și stabilitatea cadrului legislativ sau crearea unui cadru predictibil favorabil investițiilor, conform bunelor practici internaționale.

România are posibilitatea de a crește independența energetică prin stimularea creșterii producției în perimetrele petroliere existente onshore, precum și prin explorarea și dezvoltarea de noi activități “de frontieră”. Acest lucru ar spori securitatea aprovizionării energetice a țării și, de asemenea, ar contribui la îmbunătățirea balanței de tranzații în domeniul energiei în România. Alte avantaje ar fi generate prin efectele economice multiplicatoare asupra PIB, creșterea veniturilor la bugetul public și a gradului de ocupare a forței de muncă, nu numai asupra industriei de petrol și gaze, dar și asupra economiei în ansamblu, prin stimularea mai multor ramuri economice. În plus, stimularea producției onshore de petrol și gaze necesită utilizarea de noi tehnologii, creându-se astfel oportunități pentru transferul de cunoștințe, de dezvoltare a capacităților, de transfer de know-how către România, oferind baza pentru o creștere economică sustenabilă.

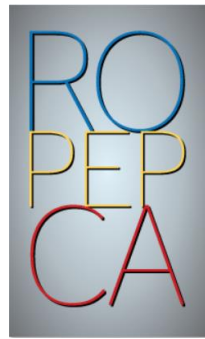
ROPEPCA recunoaște evoluțiile din sectorul românesc de petrol și gaze, în timp ce încă se confruntă cu provocări majore în ceea ce privește cadrul legal, de reglementare și de piețe de acces. În acest sens, ROPEPCA recunoaște că fundamentarea noilor politici fiscale aplicabile pentru industria de petrol și gaze, inclusiv revizuirea sistemului de redevențe petroliere, este un proiect complex care ar trebui să ia în considerare o evaluare comprehensivă a sectorului, precum și a previziunilor pentru acesta. Modificările regimului fiscal pot avea un impact decisiv asupra activităților investiționale în domeniu.

Prin urmare, ROPEPCA este de părere că, pentru adoptarea și punerea în aplicare a modificărilor de taxare în industria de petrol și gaze, este vitală consultarea prealabilă a comunității de business din industrie.

Asociația Română a Companiilor de Explorare și Producție Petrolieră (ROPEPCA)

Strada Tudor Ștefan nr. 13, Etajul 2, Sector 1, București, 011655, România
Tel: + 40.21.230.08.81; Fax: + 40.21.230.08.82; Email: office@ropepca.ro;

Web: www.ropepca.ro



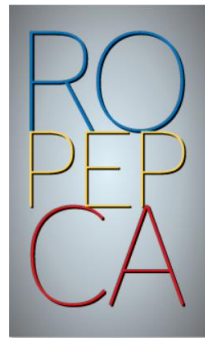
Modificări legislative corespunzătoare pot îmbunătăți economicitatea și impulsiona creșterea investițiilor, dar, în același timp, adoptarea unor măsuri fiscale inadecvate, pot declanșa un efect negativ, în cazul adoptării unor condiții ce vor agrava climatul investițional. În scopul de a sprijini creșterea investițiilor, recomandăm modificări bazate pe:

- ✓ Echilibru în asumarea riscurilor și împărțirea beneficiilor între investitor și Stat.
- ✓ Simplitate, transparență și stabilitate.
- ✓ Impozitarea pe baza profitului sau redevențe calculate în funcție de profitul realizat.

Ca atare, ROPEPCA își exprimă prin prezenta disponibilitatea de a prezenta realitățile și prognozele specifice industriei, precum și interesul în participarea la orice consultări inițiate de instituțiile executive și legislative relevante, având în vedere importanța deosebită a politicilor fiscale pentru industrie, precum și impactul direct asupra vizibilității României din punct de vedere al atragerii de investiții.

Cererea noastră de consultare și dialog are în vedere și următoarele elemente importante:

1. La sfârșitul anului 2014, clauza de stabilitate a regimului fiscal aplicabil industriei de petrol și gaze în conformitate cu prevederile Legii nr. 555/2004 privind unele măsuri pentru privatizarea Petrom S.A., va expira, și ca urmare, în ultimul an diverse variante privind revizuirea sistemului aplicabil redevențelor petroliere, au fost discutate în media de către reprezentanții Guvernului. Astfel, s-a discutat ca opțiune adaptarea regimului fiscal la realitățile actuale ale industriei, și anume niveluri specifice de redevențe diferențiate în funcție de tipul de concesiuni, resurse minerale și perimetre petroliere (de exemplu, resurse convenționale vs neconvenționale, operațiuni offshore vs. onshore etc).
2. În lumina unui mult așteptat nou regim aplicabil redevențelor petroliere, deja anunțat de Guvern, taxa pe veniturile suplimentare ale companiilor din industria de petrol și gaze, introdusă la începutul anului 2013, ar expira până la sfârșitul anului 2014, dar nu sunt informații certe cu privire la aplicabilitatea și în anul fiscal următor.
3. Introducerea taxei speciale pe construcții în 2014, fără o consultare prealabilă a industriei, a generat impedimente serioase operatorilor, forțați astfel să suporte o impunere fiscală suplimentară.
4. Anunțarea de către Agenția Națională pentru Resurse Minerale a organizării în viitorul apropiat a unei noi runde de licitație publică pentru concesionarea unor perimetre petroliere, demers care, în lipsa unui regim fiscal clar, poate diminua apetitul investițional.



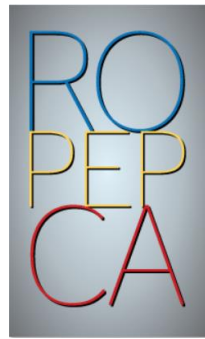
În considerarea celor expuse, precum și a contextului geopolitic ce impune României cristalizarea strategiei naționale energetice, având în vedere rolul său regional și necesitatea siguranței aprovizionării, apreciem că noul sistem de taxare ar trebui să fie analizat în mod exhaustiv, printr-o analiză **cuprinzătoare a întregului pachet fiscal** aplicabil sectorului de petrol și gaze.

În cazul în care aceste modificări nu vor fi analizate cu atenție și concepute ca un **mecanism complex, suficient de flexibil** pentru a răspunde specificului sectorului în ceea ce privește investițiile, tipul de operațiuni, riscurile operaționale, locația operațiunilor, tipul de resurse și disponibilitatea producției, etc., atractivitatea sectorului de upstream românesc va scădea, cel puțin pe termen mediu.

Orice potențială creștere a nivelului redevențelor și / sau punerea în aplicare a unor taxe suplimentare, ar trebui contrabalansate de **stimulente** menite a reduce impactul unor astfel de taxe asupra gradului de recuperare a investițiilor și a lichidităților, încurajând astfel investițiile prin recunoașterea profitabilității investiționale, inclusiv pentru bugetul public, a ratei de profitabilitate, prin încurajarea rapidă a intrării în producție, adaptabilitatea constantă la condițiile de piață (prețurile de vânzare a hidrocarburilor, costurile echipamentelor, costuri operaționale și administrative, inclusiv, dar fără a se limita la cheltuielile efectuate în fazele pregătitoare - permise, aprobări etc.). Atractivitatea unui regim fiscal presupune în mod normal acordarea de **înlesniri fiscale** pentru consolidarea investițiilor, precum stimulentele fiscale privind impozitul pe venit sau pe profit, cu scopul de a determina o producție timpurie, stimulente pentru taxe vamale etc. .

Întregul cadru juridic aplicabil, atât de reglementare cât și fiscal, trebuie să fie elaborat în conformitate cu cele mai bune practici internaționale, cu strategia Uniunii Europene ("UE"), precum și având în considerare sisteme legislative ale unor jurisdicții cu tradiție în producerea de petrol și gaze . Prin urmare, premisele pentru **investiții viitoare majore** pe termen lung, sunt condiționate de constatările investitorilor în ceea ce privește existența unui **pachet legislativ actualizat, clar, eficient și mai puțin birocratic**.

Opinia noastră fermă este că fiecare jurisdicție ar trebui să integreze în regimul fiscal național anumiți factori locali specifici, precum volumele rezervelor actuale existente în portofoliul său, ratele de producție actuale, rata productivității sondelor, dar și să asigure întotdeauna un echilibru între volumul acestor rezerve și sistemul de impozitare. Este acceptabil de a impozita ridicat câmpuri cu productivitate sporită, dar cu costuri de explorare, dezvoltare și de operare scăzute, dar cu siguranța nu este acceptabil de a impozita în mod similar sau chiar mai ridicat, câmpuri marginale (de ex, cu sonde cu productivitate scăzută, riscuri operaționale crescute, costuri de dezvoltare ridicate, câmpuri de adâncime, câmpuri ce produc combustibili grei).



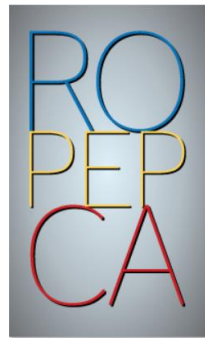
De asemenea, este de menționat că acordurile petroliere actuale necesită investiții masive pentru valorificarea potențialului zăcămintelor mature existente. Aceste investiții au o lungă perioadă de recuperare și se confruntă cu o multitudine de incertitudini. Prin urmare, stabilitatea legislativă și contractuală trebuie să fie respectate cu strictețe, pentru a încuraja investițiile viitoare. Predictibilitatea regimului fiscal ar trebui să fie asigurată prin **clauze de stabilitate**, care sunt un factor-cheie în evaluarea atractivității investițiilor locale, în timp ce materializarea contractuală a acestora este de o importanță vitală pentru ciclul pe termen lung a proiectelor upstream.

Oportunități de investiții care sunt împovărate sau îngreunate prin prevederi fiscale nefavorabile, sunt mult mai susceptibile de a fi respinse, pentru că investitorii și acționarii aleg să-și utilizeze capitalul în zone mai profitabile și previzibile din alte jurisdicții.

Având în vedere toate cele de mai sus, vă rugăm să aveți în vedere prin prezenta că ROPEPCA își exprimă **disponibilitatea** necondiționată pentru orice consultări sau contribuții care sunt benefice pentru dezvoltarea generală și îmbunătățirea situației din industria de petrol și gaze, cât mai curând posibil.

Vă atașăm câteva informații relevante din piață, precum și unele criterii obiective care trebuie luate în considerare în momentul revizuirii regimului general de impozitare aplicabil în sectorul upstream de petrol și gaze.

Vă mulțumim și rămânem la dispoziția dvs. pentru orice alte detalii.



Anexă la Scrisoarea deschisă cu privire la regimul de impozitare în sectorul de petrol și gaze

I. Factorii care pot influența eficiența fiscală

Atunci când vorbim despre eficiența fiscală, o serie de factori-cheie trebuie să fie luați în considerare, ca de exemplu situația României ca producător de hidrocarburi:

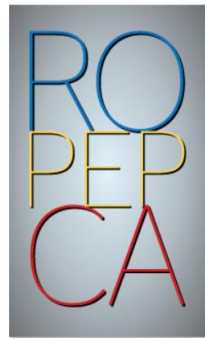
- Prin compararea ratelor de producție din 2012, producția de hidrocarburi din România este de 5 ori mai mică decât Țările de Jos și Regatul Unit și de 13 ori mai mică decât în Norvegia
- Informații relevante:
 - ✓ 14,000 sonde operează în prezent în 400 de câmpuri petroliere
 - ✓ Rata medie de declin a producției anuale a fost de 10% în ultimii 20 de ani
 - ✓ Rata de depletare a rezervelor este de aproximativ 87%
 - ✓ OPEX-ul mediu curent în Romania este 17 USD/BOE (bazat pe informațiile făcute publice de către Omv Petrom)
 - ✓ Cea mai mică rată a producției din Europa - 21 BOE/sondă/ zi (31 Romgaz și 17 OMV Petrom)
 - ✓ Câmpuri petroliere cu un grad mare de fragmentare
 - ✓ Producție semnificativă de țiței greu și ultra-greu, precum și țiței cu aciditate mare, care este mai costisitoare și determină prețuri mai mici
 - ✓ O parte semnificativă din producția hidrocarburilor actuală se bazează pe tehnici de recuperare secundară și terțiară costisitoare
 - ✓ Conținutul mare și în creștere de apă și alte impurități în lichidele brute extrase care necesită operațiuni costisitoare pentru a extrage și manipula cantități mari extrase, procese de tratare a apei
 - ✓ O parte semnificativă din producția de gaze naturale nu poate fi vândută din motive tehnice și comerciale și trebuie să fie consumată intern pentru operațiunile petroliere
 - ✓ O mare pondere a producției de gaze naturale necesită procesare înainte de a fi comercializată pentru a corespunde noilor standarde pentru punctele de condensare.
- Companiile de petrol și gaze investesc în proiecte diverse, de la perimetre de dezvoltare și / sau re-dezvoltare (risc scăzut - mare), în proiecte de explorare (riscuri mari – foarte mari). Costurile de explorare și producție în România vor crește treptat,

Asociația Română a Companiilor de Explorare și Producție Petrolieră (ROPEPCA)

Strada Tudor Ștefan nr. 13, Etajul 2, Sector 1, București, 011655, România

Tel: + 40.21.230.08.81; Fax: + 40.21.230.08.82; Email: office@ropepca.ro;

Web: www.ropepca.ro



pe măsură ce obiectivele geologice se vor situa la adâncimi din ce în ce mai mari, cu presiuni și temperaturi ridicate, necesitând echipamente costisitoare, în scopul de a păstra standardele de siguranță în timpul operațiunilor. Eforturile de a descoperi rezerve noi și zăcăminte la adâncimi mai mari ar trebui încurajate de către Guvern.

- Zăcămintele convenționale din România sunt aproape epuizate, cu doar câteva descoperiri majore menite de a înlocui volumul deja produs de hidrocarburi. Rata anuală a fost în declin constant de circa 10% în ultimii 20 de ani. Operatorii au reușit să reducă declinul și să stabilizeze producția de hidrocarburi, ca urmare a efectuării de investiții semnificative.
- Programele de explorare intensivă și de re - dezvoltare a perimetrelor vor fi posibile doar în cadrul unui regim fiscal pe termen lung foarte atractiv, având în vedere că perioada medie de recuperare a investiției este de aproximativ 7 - 10 ani și acest lucru întâmplându-se numai în cazurile de descoperiri comerciale. Investiții nefinalizate prin descoperiri nu se pot recupera întrucât nu există legislație care să permită recuperarea acestor pierderi. Rezultatul activităților continue de explorare îl va reprezenta descoperirea altor rezerve convenționale și deblocarea potențialului de rezerve convenționale și neconvenționale de adâncime.
- Impactul ratelor majorate de redevențe sau taxe suplimentare similare asupra economicității câmpurilor "marginale" vechi, aproape epuizate, cu producții mici, va fi semnificativ deoarece viabilitatea economică va fi grav afectată și durata de viață a câmpurilor va fi redusă cu câțiva ani.
- Redevențele evaluate în funcție de venituri sau active reprezintă forme de "taxare anticipată" ("front-end loaded"), deoarece taxarea se aplică înainte ca proiectul să devină profitabil. Taxarea anticipată prin taxe de tipul „front-end load”, cum ar fi redevențele, au un impact negativ disproporționat asupra economicității proiectului prin încetinirea recuperării cheltuielilor de capital ale investitorilor, afectând astfel fluxurile de capital, valoarea profitului netă (NPV), precum și randamentul investițiilor (ROI) la niveluri inacceptabil de scăzute.

II. Soluții către o politică de impozitare și de redevențe previzibilă și eficientă

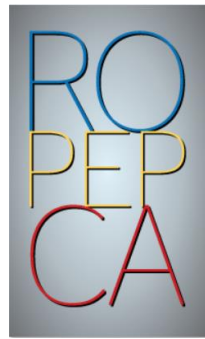
- Impozitarea ar trebui să reprezinte o politică previzibilă și cuprinzătoare pentru a mări apetitul investitorilor;
- În orice caz, orice nou sistem potențial de impozitare specială / redevențe pentru sectorul de upstream **se va aplica numai pentru acorduri de concesiune noi**;

Asociația Română a Companiilor de Explorare și Producție Petrolieră (ROPEPCA)

Strada Tudor Ștefan nr. 13, Etajul 2, Sector 1, București, 011655, România

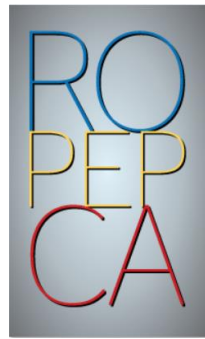
Tel: + 40.21.230.08.81; Fax: + 40.21.230.08.82; Email: office@ropepca.ro;

Web: www.ropepca.ro

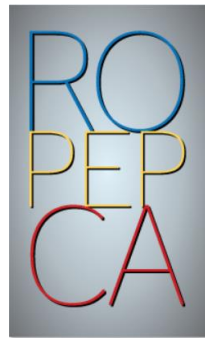


- Instrumentele de redevențe și noul sistem aplicabil acordurilor de concesiune viitoare, ar trebui să fie diferențiate în funcție de următoarele criterii cu impact direct asupra OPEX-ului și economicității proiectului:
 - ✓ Nivelul de producție în perimetrul petrolier, volumul rezervelor și factorul de recuperare;
 - ✓ Durata acordului de concesiune și posibilele prelungiri ale acestuia, precum și vârsta câmpului petrolifer;
 - ✓ Adâncimea rezervoarelor care produc hidrocarburi (de suprafața vs. de adâncime inclusiv HPHT – Presiune Înaltă, Temperatura ridicată), precum și alți factori tehnici de rezervor (de ex. permeabilitatea rezervorului);
 - ✓ Tehnologia de producție de ex. convențională și neconvențională;
 - ✓ Calitatea hidrocarburilor care urmează să fie produse și clasificarea API a acestora (de ex. ușoare vs. grele, aciditate); o calitate mai scăzută necesită costuri ridicate de tratare pentru atingerea unor standarde confirm specificațiilor pentru livrare;
 - ✓ Tehnici de producție (de ex. recuperare primară vs recuperare îmbunătățită, precum și tehnici secundare și terțiare de recuperare)
 - ✓ Producție mixtă (țiței și gaze asociate vs. gaze libere vs. o combinație a acestora)
 - ✓ Fragmentarea teritorială a operațiunilor de producție în România care implică costuri logistice și operaționale mai ridicate (număr de premise, aprobări, certificări, distanțele necesare de a fi acoperite înainte de a comercializată producția etc.);
 - ✓ Nivele de producție foarte mici (câmpuri mature și foarte mature). În România sunt peste 14,000 de sonde în 400 de perimetre de producție;
 - ✓ Rata medie a producției pe sondă în România este cea mai mică din Europa și printre cele mai mici din lume;
 - ✓ Un grad mare de complexitate geologică, inclusiv Carpații și Sub-Carpații de curbă, ceea ce crește riscurile de explorare, prin urmare, scad șansele de succes;
 - ✓ Neaplicarea redevențelor la consumul de gaze naturale brut, la fel ca în majoritatea jurisdicțiilor unde consumul tehnic de gaze naturale pentru scopul operațional este scutit de taxe ,
 - ✓ Aplicarea unui sistem diferențiat de redevențe in funcție de volumul de producție, spre deosebire de sistemul actual în care ratele de redevențe mai mari sunt calculate pentru întreaga cantitate produsă.
- Aplicarea și evaluarea sistemului de redevențe aplicabil **producției din jurisdicții tradiționale**, însă cu o abordare diferită avându-se în vedere specificitățile sectorului românesc (așa cum s-a subliniat în secțiunea de mai sus);

Asociația Română a Companiilor de Explorare și Producție Petrolieră (ROPEPCA)
Strada Tudor Ștefan nr. 13, Etajul 2, Sector 1, București, 011655, România
Tel: + 40.21.230.08.81; Fax: + 40.21.230.08.82; Email: office@ropepca.ro;
Web: www.ropepca.ro



- Din punctul de vedere al investițiilor, instrumentele bazate pe profit (de exemplu, redevențe pe profitul net sau taxe speciale pe profit) sunt de preferat în locul creșterii redevențelor sau a taxei pe cifra de afaceri;
- Eliminarea taxei speciale pe construcții sau cel puțin reducerea semnificativă a acesteia și schimbarea bazei de impozitare de la valoarea brută înregistrată în contabilitate la valoarea fiscală netă. În jurisdicțiile UE, companiile upstream de petrol și gaze nu plătesc aceste taxe, având în vedere domeniul de aplicare și amploarea impactului financiar, precum și efectul descurajant asupra investițiilor;
- Eliminarea sau cel puțin reducerea semnificativă a accizelor la gaze naturale interne și la consumul de motorină pentru operațiuni E&P;
- Orice noi instrumente de impozitare bazate pe profit aplicabile numai pentru sectorul upstream, cum ar fi redevențele pe profitul net sau taxe suplimentare pe profit ("TSP"), ar trebui să fie adaptate la specificul pieței românești și să aibă în vedere principalele considerații cu privire la precedentele internaționale și literatura de specialitate privind instrumentele de taxare pentru sectorul upstream:
 - a. Ratele pentru impozitul pe venit aplicabile sectorului de upstream trebuie să fie aceleași ca și cele aplicabile altor sectoare ale economiei; Instrumente specifice, cum ar fi mecanismele pe baza veniturilor și a profiturilor (de exemplu, impozite pe profit suplimentare), sunt folosite pentru a remunera Statul pentru acordarea drepturilor de concesiune;
 - b. Relativ puține țări cu resurse inferioare asemănătoare României (de exemplu, câmpuri marginale, potențial scăzut de rezerve noi, risc tehnic și de explorare ridicat, productivitate scăzută a sondelor) folosesc instrumente TSP în sectorul upstream. Chiar și în astfel de cazuri, redevențele nu sunt aplicate sau atunci când există, nivelul lor este în general scăzut. Prin urmare, **punerea în aplicare a TSP este, în general, combinată cu fie măsuri de îndepărtarea a redevențelor, fie cu scăderea nivelului acestora.** În plus, în mai multe jurisdicții redevențe datorate sunt deduse din impozitul pe profit calculat și numai diferența este impozitabilă prin taxare specială, dacă este cazul.
 - c. Instrumentele TSP sunt adaptate specificității sectorului upstream pentru a încuraja investițiile și de obicei încorporează următoarele caracteristici:
 - i. Definiția sectorului upstream este clară și include toate activitățile de explorare, dezvoltare, producție și abandonare;



- ii. Calcularea TSP la nivel de entitate juridică;
 - iii. Baza pentru TSP în general are în vedere toate costurile și veniturile aferente sectorului upstream (inclusiv cheltuieli în regie proprie, costurile generale și administrative alocate într-un mod rezonabil);
 - iv. Deducere completă în scopuri TSP în anul fiscal a cheltuielilor a costurilor tuturor investițiilor din upstream (active corporale și necorporale);
 - v. Deducere completă în scopuri TSP în anul fiscal a tuturor costurilor de explorare;
 - vi. Deducerea cheltuielilor TSP la calcularea bazei impozabile;
 - vii. Corelarea TSP și a impozitului pe venit (de exemplu, orice creștere în rata impozitului, va fi compensată cu o reducere a ratei TSP);
 - viii. Indexarea pierderilor calculate în scopuri de TSP,
 - ix. Stimulente investiționale pentru câmpurile marginale.
- Elemente specifice pentru industria de upstream referitoare la impozitul pe venit ar trebui analizate pe baza celor mai bune practici internaționale, în scopul de a stimula investițiile:
 - a) Deducere completă a costurilor de explorare;
 - b) Deductibilitatea mai rapidă a investițiilor de capital, comparativ cu metodele permise în prezent, când cele mai multe cheltuieli sunt amortizate pe o bază de unități de producție,
 - c) Valoarea netă fiscală rămasă a activelor să fie deductibile la abandonare, indiferent de dacă valoarea contabilă netă a activelor respective continuă să fie amortizată în scopuri contabile.
 - Acordurile de concesiune existente se bucură de stabilitate legală și contractuală (inclusiv stabilitatea redevențelor), pe toată durata acestora. În conformitate cu prevederile acordurilor petroliere și a Legii petrolului nr. 238/2004, redevența este remunerația plătită de un titular pentru drepturile de explorare și exploatare născute dintr-un acord petrolier. Orice formă de impozitare care vizează exclusiv companiile producătoare de petrol și gaze, reprezintă în esență o altă formă de redevență. Prin urmare, un impozit suplimentar pe profit pentru activitățile din sectorul upstream de petrol și gaze, este contrară principiilor de stabilitate reflectate de acordurile petroliere în curs de desfășurare.