

CONSTRUCȚIA UNUI SISTEM FISCAL PENTRU INDUSTRIA EXTRACTIVĂ DE HIDROCARBURI — VARIABLE ȘI OPȚIUNI

VASILE IUGA*

Interesele investitorilor și cele ale guvernelor nu sunt întotdeauna convergente. Această afirmație este cu atât mai valabilă în cazul impozitării sectorului de petrol și gaze, având în vedere contribuția substanțială a acestui sector la veniturile bugetului de stat, dar și importanța strategică a domeniului pentru asigurarea securității energetice a unei țări. În timp ce statul dorește maximizarea veniturilor bugetare și prelevarea de taxe și impozite cât mai devreme, la începutul proiectelor, investitorii urmăresc maximizarea valorii pentru acționari, finanțarea cu precădere a investițiilor și eventuale plăți către bugetul de stat cât mai târziu, abia după recuperarea costurilor. Guvernele sunt interesate de diversificarea portofoliului de resurse pentru a-și reduce riscurile și a-și întări securitatea energetică, în vreme ce investitorii urmăresc să-și păstreze agilitatea în piață și capacitatea de adaptare la schimbarea condițiilor economice. Este clar însă că un sistem fiscal adecvat pentru acest sector trebuie să asigure un echilibru între prioritățile guvernelor și cele ale investitorilor privați, satisfăcând totodată și cerințele societății civile. Un astfel de sistem trebuie să ducă la o situație „win-win-win” pentru toate părțile implicate — guverne, investitori, societate civilă.

România se află în fața unui moment important. În 2014 vor fi luate decizii privind modificarea sistemului fiscal sau implementarea unui nou pentru impozitarea producției de hidrocarburi. Acestea vor genera efecte pe termen mediu și lung asupra întregii economii. În acest context, cunoașterea conceptelor de bază și utilizarea unor informații fiabile pot facilita dialogul pe marginea cadrului fiscal. Factorii cu putere de decizie în definirea unui sistem fiscal pentru industria extractivă de hidrocarburi trebuie să țină seama de trei categorii de variabile interdependente: (i) elementele specifice unui sistem fiscal, (ii) condițiile fizice / tehnice și perspectivele de dezvoltare ale industriei, precum și (iii) condițiile la nivel macroeconomic.

Elemente specifice unui sistem fiscal

Baza sistemului fiscal pentru producția de hidrocarburi este determinată de forma contractuală. Aceasta stabilește drepturile și obligațiile investitorilor și ale

* Country Managing Partner, PwC România.

statului pentru fiecare proiect de explorare, dezvoltare și producție a hidrocarburilor. La nivel global există trei tipuri principale de aranjamente juridice, cu diferențe în ceea ce privește titlul de proprietate asupra resurselor exploatate și modul de determinare a taxelor datorate către stat: (i) concesiune, (ii) contract de împărțire a producției, (iii) contract de servicii (în unele țări se utilizează combinații între cele trei sisteme de bază).



* Statele indicate cu culoarea gri nu au fost analizate

Fig. 1. Utilizarea diferitelor forme contractuale pentru exploatarea hidrocarburilor

Sursa: Prelucrare PwC din informații publice

Sistemul de concesiune este cel mai răspândit, fiind implementat în majoritatea statelor membre ale OCDE, cu precădere în Europa, Australia și pe continentul nord-american, țări cu regimuri fiscale și legislație moderne și stabile. Astfel, resursele subsolului aparțin statului (uneori pot aparține și persoanelor private) care acordă drepturile de explorare, dezvoltare și exploatare unui investitor contra unei plăți. Hidrocarburile exploatate devin proprietatea investitorului după extracție, acesta din urmă plătind statului redevențe. Sistemul de concesiune este mai flexibil din perspectiva statului.

În cazul *contractelor de împărțire a producției* resursele aparțin statului, dar, odată exploatate, hidrocarburile se împart între investitor și stat. Într-o primă etapă, investitorul are dreptul asupra unui volum din producție necesar pentru recuperarea investițiilor și a costurilor de exploatare (așa-numitul „cost oil”), care uneori include și plata unei redevențe către stat. Ulterior, producția suplimentară (așa-numitul „profit oil”) este împărțită între investitor (care obține astfel profit) și stat în cantități efective ori în valoarea de piață a volumului de producție respectiv.

Contractul de împărțire a producției este utilizat în special în Asia și în unele zone ale continentului african, a căror stabilitate legislativă este mai redusă. În aceste condiții, investitorii caută siguranță, iar acest tip de contract o oferă într-o mare măsură, deoarece clauzele contractuale sunt fixe și nu pot fi modificate

unilateral de către guvern, spre deosebire de o lege națională aplicabilă întregii industrii care poate fi modificată unilateral de către stat (ca în cazul concesiunilor).

La sfârșitul perioadei contractuale, investițiile efectuate (echipamente, infrastructură etc.) rămân în proprietatea statului. Dar totodată, acesta își asumă eventualele obligații de decontaminare, care pot fi costisitoare. Litigiul de aproape două decenii dintre guvernul din Ecuador și Texaco (ulterior achiziționată de grupul Chevron în 2001) este un exemplu elocvent în ceea ce privește riscurile asumate de către stat în legătură cu decontaminarea.

Cea de-a treia formă contractuală este reprezentată de *contractele de servicii*, în baza cărora statul angajează companii care exploatează resursele în numele și în beneficiul său (hidrocarburile rămân în proprietatea statului), în schimbul unui onorariu. Contractele de servicii sunt utilizate în state precum Iranul și Mexicul, iar acesta din urmă ia în calcul renunțarea la acest sistem pentru că nu oferă perspective de dezvoltare suficient de atractive sectorului.

În *contractele de concesiune*, regimul fiscal este influențat de: baza de impozitare și sistemul de deduceri fiscale.

În ceea ce privește *baza de impozitare*, se practică două sisteme:

Sistemul bazat pe venit care presupune impunerea unei redevențe asupra valorii producției de hidrocarburi, în baza unei cote unice (ca de exemplu în Croația — 5%, în Turcia — 12,5%), sau a unei cote diferențiate în funcție de nivelul producției (sistem aplicabil în momentul de față în Franța, Italia, România etc.), de evoluția prețului hidrocarburilor (Austria) și / sau a altor factori (de exemplu calitatea țițeiului, tehnicile de exploatare, adâncimea zăcămintelor etc.). Avantajul major al sistemului pe venit este asigurarea unor fluxuri de redevențe constante încă de la începutul producției, alături de transparența și efortul moderat de implementare și monitorizare pentru companii și deopotrivă pentru guvern. În acest sistem investitorul își asumă integral riscul de piață.

Sistemul bazat pe profit presupune taxarea suplimentară a profiturilor obținute din producția hidrocarburilor pe lângă impozitul pe profit care este datorat de companii. În acest sens, taxarea suplimentară se face cu o cotă unică nominală (Daneamarca — 52%, Marea Britanie — 32%, Norvegia — 50% etc.) sau cu cote variabile în baza unui indicator numit „R-factor”. Acesta din urmă este determinat ca raport între veniturile cumulate și costurile cumulate pentru producția hidrocarburilor dintr-un zăcămintă până la un anumit moment (similar celui implementat în Israel). Acest sistem se aplică prin determinarea profitului pe fiecare zăcămintă în parte, încă de la început, și astfel presupune eforturi de monitorizare și control ridicate.

La o primă vedere, s-ar putea considera că acest sistem este mai avantajos pentru stat, date fiind ratele nominale de taxare foarte ridicate comparativ cu ratele de redevență aplicate în sistemul pe venit. Însă aici intervine cu efecte semnificative cel de-al doilea element — *sistemul de deduceri fiscale*.

Deducerile se acordă pentru încurajarea investițiilor în dezvoltarea zăcămintelor mici sau având condiții dificile de producție (cum ar fi offshore de mare adâncime, țiței greu, zăcămintă mature), care în alte condiții nu ar fi profitabile și, implicit, atrăgătoare pentru un investitor. Deducerile funcționează ca o majorare din punct de vedere fiscal a cheltuielilor și generează o scădere a bazei im-

pozabile și, deci, a profitului la care se aplică taxarea suplimentară (de exemplu la nivelul lui 2012, prin raportare la venituri, ponderea încasărilor din taxa suplimentară a reprezentat 18% în Danemarca, 15% în Marea Britanie, respectiv 21% în Norvegia). Prin urmare, în ciuda faptului că ratele nominale de impozitare suplimentară a profiturilor sunt ridicate, rata efectivă de impozitare (calculată la nivelul veniturilor și deci comparabilă cu redevențele) este mult mai redusă. De asemenea, spre deosebire de sistemul bazat pe venituri, în acest sistem o parte din riscul proiectelor de exploatare este suportat de către stat deoarece, dacă proiectele nu sunt profitabile, acesta nu va încasa impozitul suplimentar.

În ceea ce privește impactul asupra veniturilor guvernelor, sistemul bazat pe profit poate implica fluctuații semnificative în funcție de profitabilitatea obținută din activitatea de exploatare a zăcămintelor. În plus, statul poate colecta venituri doar după obținerea de profit. În consecință, în acest sistem riscul este împărțit între investitor și stat. Comparativ, în sistemul bazat pe venit, colectarea este certă și încă de la începutul producției.

Sumarizând, sistemul de impozitare bazat pe venit cu cote diferențiate ale redevenței încurajează producția din zăcămintele marginale, asigură venituri constante la bugetul de stat încă de la începutul producției, oferă statului mai multă flexibilitate pe parcursul exploatării și presupune eforturi de monitorizare și administrare reduse. În schimb, sistemul de impozitare bazat pe profit își atinge potențialul în cazul zăcămintelor noi, cu rezerve certe și mari, cu costuri de operare moderate.

*Condițiile fizice / tehnice și perspectivele de dezvoltare
ale industriei — premisele inițierii unei discuții pentru stabilirea
unui sistem fiscal optim pentru producția de hidrocarburi*

Companiile care activează în industria extractivă de hidrocarburi sunt supuse unor condiții de operare și de piață specifice diferite în fiecare țară. Sistemul fiscal trebuie să țină seama de acestea, deoarece influențează capacitatea companiilor de a-și derula activitatea în mod sustenabil și de a genera venituri pentru ele și pentru stat.

Trebuie avute în vedere în principal:

- tipul de zăcămintă (convenționale / neconvenționale — de exemplu de șist);
- distribuția geografică a resurselor (onshore, respectiv offshore);
- mixul petrol / gaze;
- condițiile tehnice și geologice (gradul de epuizare a zăcămintelor, fragmentarea în plan
 - teritorial care determină amplasarea activităților de logistică, producția per sondă etc.);
 - calitatea hidrocarburilor.

Fiecare dintre aceste caracteristici influențează costul de operare per unitate fizică de hidrocarbură extrasă, un indicator relevant pentru companiile care exploatează hidrocarburi și care este determinant pentru prețul produselor finite și implicit pentru profitabilitatea lor.

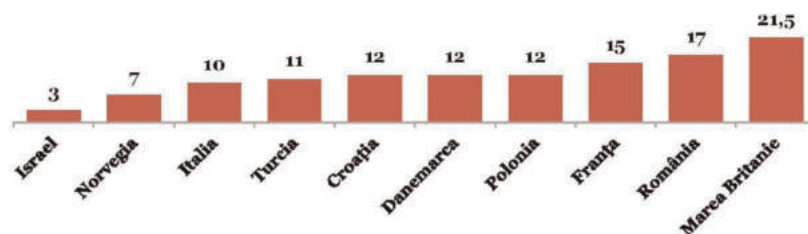


Fig. 2. Analiză comparativă privind costul de operare (USD/bep — baril echivalent petrol)

Sursa: Analiză PwC în baza rapoartelor autorităților naționale / rapoartele anuale ale companiilor care activează în industria extractivă de hidrocarburi

O analiză a acestui indicator conduce la concluzia că țările europene în care se înregistrează un cost de operare / bep scăzut aplică unele dintre cele mai mari rate nominale de taxare (Norvegia și Danemarca) și utilizează un sistem de concesiune bazat pe profit. În cazul Marii Britanii, costul de operare și nivelul de taxare nominală ridicate sunt compensate prin sistemul de deduceri foarte generos.

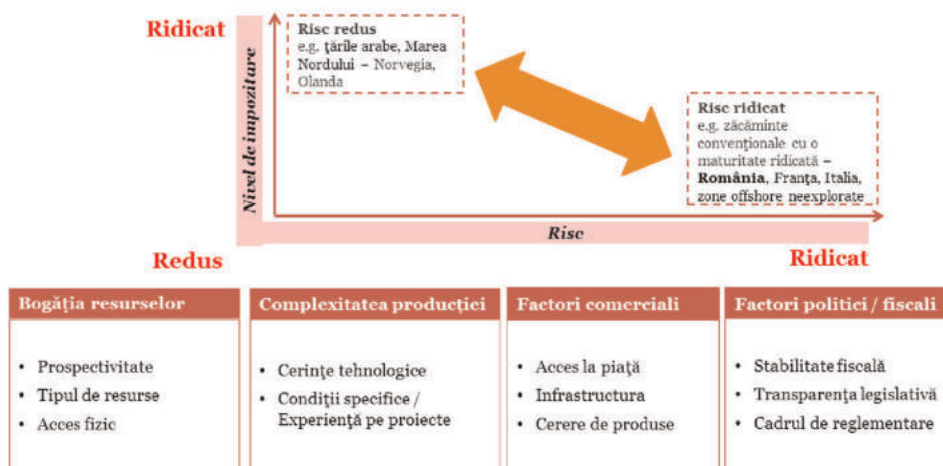


Fig. 3. Sistemul fiscal și nivelul de impozitare trebuie corelate cu trăsăturile caracteristice ale industriei și profilul de risc

Un sistem fiscal ar trebui să fie corelat și cu trăsăturile caracteristice ale industriei. Investițiile necesare explorării, dezvoltării și producției hidrocarburilor sunt mari și se fac pe termen lung, existând și o competiție între țări pentru atragerea lor. Astfel, o țară cu resurse potențiale scăzute, deci cu o prospectivitate redusă, trebuie să ofere condiții mai favorabile, în acest context o fiscalitate echilibrată fiind esențială.

La nivel macroeconomic, strategia energetică națională are capacitatea de a influența major un sistem fiscal. Obiectivele acesteia pot viza: creșterea producției pentru un anumit tip de hidrocarbură cu influențe asupra independenței energetice a țării și asigurarea securității aprovizionării, dezvoltarea industriei-suport pentru extracția hidrocarburilor și crearea de locuri de muncă, încurajarea exporturilor de produse energetice.

Din această perspectivă, autoritățile publice, prin fiscalitate (vorbind aici cumulat de nivelul de taxare și sistemul de deduceri fiscale) au posibilitatea de a încuraja anumite investiții. Un exemplu în acest sens poate fi Rusia. Aceasta a adoptat recent un act normativ privind exceptarea de la plata taxei aferente extracției de hidrocarburi în perimetrul Bazhenov unde există rezerve uriașe de petrol de șist (de aproximativ cinci ori mai mari decât perimetrul Bakken din SUA, zona care a generat revoluția producției de petrol de șist din această țară). Măsura a fost necesară datorită investițiilor masive care trebuie făcute pentru importul de tehnologie din Statele Unite și pentru construcția infrastructurii.

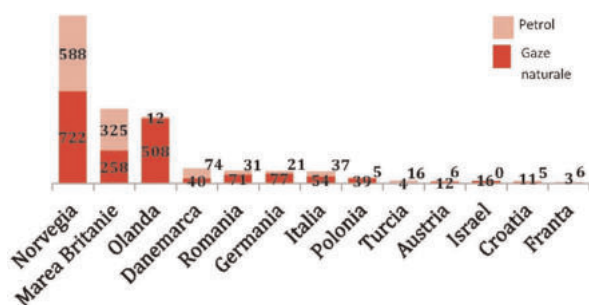
În cazul României, o măsură de stimulare a investițiilor în producție ar putea fi acordarea de deduceri pentru zăcămintele mature cu scopul de a crește gradul de recuperare al hidrocarburilor sau impunerea de cote reduse de redevență pentru proiectele de exploatare a zăcămintelor noi cu condiții dificile.

De asemenea, contează și modul în care se formează prețul, în special modul în care se stabilește prețul de vânzare al hidrocarburilor. România, spre exemplu, cu o producție majoritară de gaze naturale (70% din totalul producției de hidrocarburi), are un preț reglementat, atât pentru consumatorii casnici, cât și industriali, preț de aproximativ trei ori mai mic decât al gazului din import. Liberalizarea prețurilor va avea ca efect și creșterea veniturilor statului din redevențe în sumă absolută și ca procent din PIB.

Un sistem adecvat pentru România?

Stabilirea unui regim de impozitare a sectorului de petrol și gaze adecvat pentru România trebuie să plece de la analiza condițiilor specifice ale acestui sector în țara noastră.

Raportat la datele de producție din 2012, comparativ cu cei mai mari producători din Europa, țara noastră este un jucător de talie redusă, înregistrând o producție de petrol și gaze naturale de cinci ori mai mică decât Olanda și Marea Britanie și de treisprezece ori mai mică decât Norvegia.



* Producția este exprimată în Mbp și este aferentă anului 2012. Pentru Israel și Croația producția este aferentă anului 2011.

Fig. 4. Nivelul producției de petrol și gaze pentru principalii producători din Uniunea Europeană și Orientul Apropiat

Surse: EIA, autoritățile naționale de reglementare, rapoartele anuale ale companiilor

Producția de hidrocarburi din România a cunoscut o dezvoltare notabilă în perioada de industrializare a țării, ajungând la nivelul de vârf în 1976 pentru petrol și 1986 pentru gazele naturale. Ulterior, s-a intrat pe un trend de scădere, cu o rată naturală a declinului de aproximativ 10% anual. Stoparea acestui declin și menținerea producției necesită investiții substanțiale și continue pe două paliere: descoperirea și exploatarea de noi zăcăminte, care presupune investiții de capital mari în primele faze ale proiectelor în paralel cu investiții în zăcămintele deja existente pentru a crește gradul de recuperare, un proces costisitor și complex din punct de vedere tehnic.

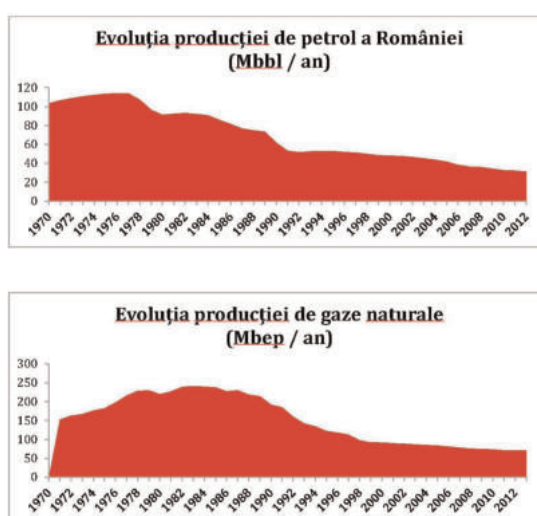


Fig. 5 și Fig. 6. Evoluția nivelului producției de petrol și gaze naturale a României

Sursa: BP Energy Statistical Yearbook 2013

Producția de hidrocarburi în România nu este doar în scădere, ci și mai scumpă decât în alte state, România având printre cele mai ridicate costuri de operare per baril și printre cele mai mici producții per sondă.

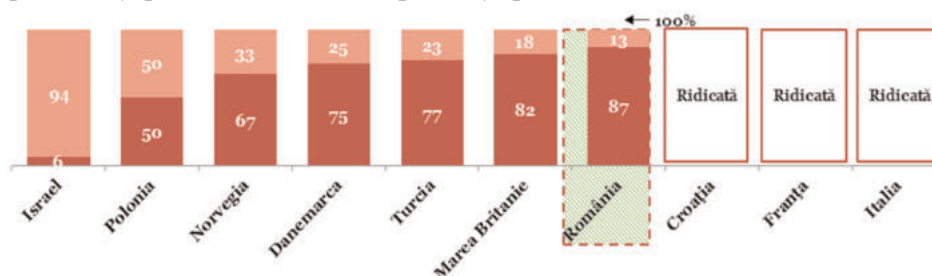


Fig. 7. Analiză comparativă privind gradul de epuizare a resurselor convenționale de petrol și gaze naturale

Sursa: Analiză PwC pe baza informațiilor din surse publice

În România se înregistrează un cost de operare / bep ridicat din cauza gradului semnificativ de epuizare a zăcămintelor, un număr ridicat de zăcăminte și un număr ridicat de sonde (aproximativ 13 000 de sonde) cu instalații și echipamente comune și un număr mare de personal implicat direct în producție, cât și din cauza calității scăzute a hidrocarburilor.

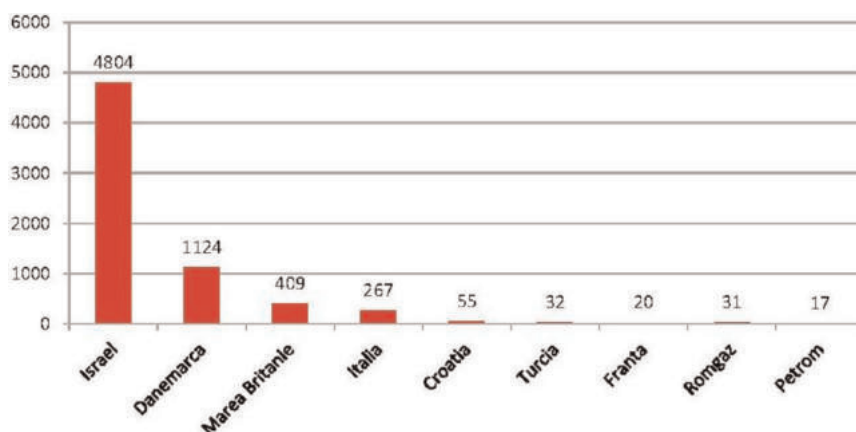


Fig. 8. Producția medie de 21 bep / sondă / zi înregistrată în România este printre cele mai scăzute din lume

Sursa: Informații din surse publice, analiza PwC

De asemenea, calitatea scăzută a hidrocarburilor extrase duce la necesitatea tratării suplimentare, ceea ce presupune și o valoare de piață mai mică a resurselor extrase.

În plus, companiile din România care activează în acest sector se mai confruntă cu o serie de dificultăți de ordin economic și logistic — în primul rând costuri de operare ridicate generate atât de maturitatea și fragmentarea ridicate care conduc la cea mai scăzută producție pe sondă din Europa, dar și costurile mari de finanțare a proiectelor, o ofertă scăzută de instalații de foraj pe piața locală și lipsa infrastructurii de transport.

Exploatarea hidrocarburilor din perimetrele marine de mare adâncime din Marea Neagră prezintă de asemenea provocări de ordin tehnic deoarece informațiile geologice cu privire la topografia fundului mării sunt limitate și implicit riscurile de eșec ale unor investiții în explorare sunt mari, apele de adâncime din Marea Neagră prezintă o toxicitate ridicată, nemaîntâlnită în altă zonă de pe glob, și există un risc ridicat de coroziune mai rapidă a echipamentelor.

Suplimentar, lipsa infrastructurii de transport și accesul la Marea Neagră limitat prin strâmtoarea Bosfor generează costuri logistice și de mobilizare ridicate. La acestea se adaugă și existența unui număr redus de companii pe piața locală specializate în foraje în perimetre maritime, ceea ce va necesita aducerea de firme străine, crescând astfel costurile de explorare și exploatare.

Prin urmare, România nu se află într-o poziție privilegiată, riscurile tehnice și geologice ale zăcămintelor românești fiind mari și în creștere, costurile de

operare ridicate, iar necesarul de investiții ridicat. Mai mult, putem spune că țara noastră se află într-o situație extremă, ținând cont că rezervele convenționale sunt aproape epuizate, iar cele neconvenționale sau zăcămintele de mare adâncime din Marea Neagră, așa-numitele resurse „de frontieră”, necesită investiții foarte mari și tehnologie avansată, de care dispun numai câteva companii la nivel mondial. Ne referim în special la marile companii energetice americane obișnuite cu tehnica de extracție a gazelor de șist și cu exploatarea de mare adâncime în condiții extrem de dificile.

În aceste condiții, România are nevoie de un sistem de impozitare a sectorului de petrol și gaze cu rate efective moderate, apropiate de țările cu profil similar (Italia 8% din venituri, Franța 4% din venituri), care să atragă investitorii în domeniu. De asemenea, România ar trebui să păstreze sistemul de concesiune, aplicabil în toate statele OCDE. Impozitarea pe venit a sectorului este cea mai adecvată pentru dezvoltarea economică pe termen scurt, mediu și lung a țării, implicând costuri reduse de administrare fiscală, predictibilitate atât pentru investitori, cât și pentru stat și venituri constante la bugetul public, din momentul începerii exploatarei zăcămintelor. Acest sistem este transparent și mai ușor de înțeles de către opinia publică. Suplimentar, sistemul ar putea fi flexibilizat astfel încât să acomodeze condițiile de producție pentru diferite zăcămintele, posibil prin acordarea de deduceri fiscale sau alte stimulente de investiții.

În schimb, sistemul de impozitare bazat pe profit nu este adecvat pentru zăcămintele convenționale aflate în prezent în exploatare în România, având în vedere că profitabilitatea la nivel de zăcământ este dificil de determinat. Acest lucru este cauzat de existența instalațiilor și echipamentelor comune de producție și servicii pentru mai multe zăcămintele, de provocările legate de prețurile de transfer între unități operaționale separate în cazul companiilor integrate vertical și de dificultatea determinării precise a costurilor înregistrate în trecut cu dezvoltarea și operarea zăcămintelor.

Nu trebuie pierdut din vedere faptul că investițiile în sector se fac pe termen lung, cu un orizont de 7 până la 10 ani pentru recuperarea acestora. România trebuie să asigure un cadru legal, de reglementare și fiscal stabil, transparent, predictibil și competitiv pentru dezvoltarea sectorului de producție de petrol și gaze și menținerea gradului ridicat de independență energetică.