



MONITORUL OFICIAL

AL

ROMÂNIEI

Anul X — Nr. 173

PARTEA I
LEGI, DECRETE, HOTĂRÂRI ȘI ALTE ACTE

Joi, 7 mai 1998

SUMAR

<u>Nr.</u>		<u>Pagina</u>
DECIZII		
6.	— Decizie privind asigurarea conducerii Senatului în perioada 4—9 mai 1998.....	1
ACTE ALE ORGANELOR DE SPECIALITATE ALE ADMINISTRAȚIEI PUBLICE CENTRALE		
41.	— Ordin al președintelui Agenției Naționale pentru Resurse Minerale pentru punerea în aplicare a unor instrucțiuni tehnice privind activitatea titularilor de acorduri în domeniul petrolier	2-8

DECIZII

PARLAMENTUL ROMÂNIEI

SENATUL

DECIZIE

privind asigurarea conducerii Senatului în perioada 4—9 mai 1998

În conformitate cu art. 26 din Regulamentul Senatului,

Președintele Senatului d e c i d e :

Articol unic. — Pe perioada absenței din țară a președintelui Senatului, 4—9 mai 1998, conducerea Senatului va fi asigurată de domnul senator Mircea Ionescu-Quintus, vicepreședinte al Senatului.

PREȘEDINTELE SENATULUI
PETRE ROMAN

București, 30 aprilie 1998.

Nr. 6.

ACTE ALE ORGANELOR DE SPECIALITATE ALE ADMINISTRAȚIEI PUBLICE CENTRALE

AGENȚIA NAȚIONALĂ PENTRU RESURSE MINERALE

ORDIN

pentru punerea în aplicare a unor instrucțiuni tehnice privind activitatea titularilor de acorduri în domeniul petrolier

Președintele Agenției Naționale pentru Resurse Minerale,
având în vedere:

• Legea petrolului nr. 134/1995;

• Hotărârea Guvernului nr. 1.265/1996 privind aprobarea Normelor metodologice pentru aplicarea Legii petrolului nr. 134/1995 și modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1.043/1995 privind unele măsuri în domeniul cooperării cu parteneri străini la explorarea de țitei și gaze în România,

în temeiul Hotărârii Guvernului nr. 221/1995 privind organizarea și funcționarea Agenției Naționale pentru Resurse Minerale,

emite următorul ordin:

Art. 1. — Se aprobă și se pun în aplicare următoarele acte privind activitatea în domeniul petrolier:

a) Instrucțiuni tehnice privind regimul sondelor de explorare (anexa nr. 1);

b) Instrucțiuni tehnice privind modalitățile de raportare și termenele de transmitere a datelor, informațiilor și documentațiilor obținute în derularea acordurilor petroliere (anexa nr. 2);

c) Instrucțiuni tehnice privind măsurarea și evidența producției brute de petrol (anexa nr. 3);

d) Instrucțiuni tehnice privind preluarea și valorificarea cantităților de petrol reprezentând redevența (anexa nr. 4).

Art. 2. — Compartimentele de resort din cadrul Agenției Naționale pentru Resurse Minerale vor aduce la îndeplinire prevederile prezentului ordin.

p. Președintele Agenției Naționale pentru Resurse Minerale,
Gheorghe Rancea

București, 18 martie 1998.
Nr. 41.

ANEXA Nr. 1

INSTRUCȚIUNI TEHNICE privind regimul sondelor de explorare

Art. 1. — Sondele de explorare executate în cadrul programelor minimale de explorare și cele din afara acestora se realizează pe baza proiectelor geologice avizate de Agenția Națională pentru Resurse Minerale.

Art. 2. — Proiectul geologic va cuprinde, în mod obligatoriu, următoarele:

- obiectivul sondei;
- adâncimea proiectată;
- coordonatele locației în sistem STEREO 70;
- poziția de talpă a sondei (coordonate), dacă se proiectează săparea dirijată;
- toate operațiunile de cercetare prevăzute în gaura de sondă, cu specificarea intervalelor, respectiv a adâncimilor proiectate.

Art. 3. — Trecerea la probe de producție a sondelor de explorare se face în termen de 60 de zile de la finalizarea sondei.

Art. 4. — La sondele de explorare-prospecțiune și explorare-deschidere, executate în cadrul programelor minimale de explorare, convenite prin acordurile petroliere, programul de probe de producție va avea în vedere probarea

tuturor intervalelor cu indicații de hidrocarburi, obținute prin cercetarea găurii de sondă.

Art. 5. — La sondele de explorare-evaluare executate în afara programului minimal de explorare, programul privind obiectivele la care se prevede efectuarea de probe de producție se va specifica în proiectul geologic al sondei, iar intervalele de probare se vor stabili de către titularul acordului petrolier, de la caz la caz, după finalizarea cercetării găurii de sondă.

Art. 6. — Retragerea la straturile superioare se va efectua numai după obținerea tuturor elementelor necesare stabilirii potențialului productiv al zăcămintului și evaluării resursei geologice. În acest scop, la sondele de explorare de toate categoriile se pot executa probe de producție de durată, care să nu depășească 60 de zile, cu condiția asigurării captării tuturor fluidelor. Excepție constituie gazele asociate cu țiteiul și, respectiv, gazele libere obținute la sondele de pe platformele marine și gazele libere obținute la sondele izolate, care, pe perioada probei de durată, pot fi arse la sondă, dacă nu există condiții de captare.

Art. 7. — Probele de producție la sondele de explorare nu pot fi suspendate, pe o perioadă mai mare de 30 de zile, fără acordul Agenției Naționale pentru Resurse Minerale.

Art. 8. — După finalizarea probelor de producție la sondele de explorare la care s-au obținut debite cu caracter industrial, acestea pot fi transformate în sonde de exploatare și trecute în exploatare cu aprobarea Agenției Naționale pentru Resurse Minerale, în cazul în care se situează în extinderea unor zăcăminte cu rezerve „dovedite”. În cazurile în care astfel de sonde se situează pe zăcăminte noi pentru care nu a fost încă întocmit un proiect tehnico-economic de exploatare, acestea pot fi trecute în exploatare experimentală sau vor fi trecute în conservare. Transformarea și trecerea în exploatare a acestor sonde se pot face pe baza prevederilor proiectului preliminar de exploatare privind declararea descoperirii comerciale și a planului de dezvoltare, avizate de către Agenția Națională pentru Resurse Minerale.

Art. 9. — Trecerea în exploatare experimentală a sondelor de explorare la care s-au obținut debite cu caracter industrial din cadrul unor zăcăminte noi, pentru care nu sunt întocmite proiecte tehnico-economice de exploatare, se poate face pe baza unui program aprobat de Agenția Națională pentru Resurse Minerale. Programul va cuprinde datele necesare care trebuie să se obțină în vederea proiectării exploatării, modul și termenele de obținere a acestor date.

Art. 10. — La solicitarea titularului acordului petrolier, sondele de explorare pot fi transformate în sonde de exploatare-piezometrice, cu acordul Agenției Naționale pentru Resurse Minerale.

Art. 11. — Sondele de explorare-prospecțiune și explorare-deschidere din cadrul programelor minimale de explorare, care nu prezintă condiții tehnico-economice de exploatare, vor putea fi abandonate în urma avizului Agenției Naționale pentru Resurse Minerale, privind îndepli-

nirea programului de cercetare și a protecției zăcămintului și a suprafeței, iar cele de explorare-evaluare, în urma avizului Agenției Naționale pentru Resurse Minerale, privind protecția zăcămintului și a suprafeței.

Art. 12. — Abandonarea sondelor de explorare se face conform art. 11, pe baza solicitării titularului acordului petrolier, care va anexa documentația sondei pentru care se solicită abandonarea, costul acesteia și măsurile propuse în vederea protecției zăcămintului și a suprafeței.

Documentația sondei va cuprinde:

- amplasamentul sondei în cadrul perimetrului;
- datele privind construcția sondei și schema de abandonare;
- operațiunile de cercetare a găurii de sondă realizate;
- diagrafa geofizică, echipată cu toate informațiile geologice și de productivitate;
- imaginea structurală din proiect și cea obținută;
- secțiunea geologică și coloana litostratigrafică obținută.

Art. 13. — În cazul sondelor de explorare-prospecțiune și explorare-deschidere, care se execută în cadrul programelor minimale de explorare convenite prin acordurile petroliere, pentru care se solicită abandonarea fără efectuarea probelor de producție sau după efectuarea acestora cu rezultat negativ, reprezentantul autorizat al titularului acordului petrolier va prezenta Agenției Naționale pentru Resurse Minerale, între orele 8–15, situația sondei, iar aceasta va comunica titularului, în aceeași zi, punctul de vedere privind sistarea lucrărilor la sondă, în vederea abandonării.

Art. 14. — Revenirea la o sondă de explorare abandonată, fără a fi devenit sondă de exploatare, se face la solicitarea titularului acordului petrolier, pe baza unui program de reabilitare a sondei, avizat de Agenția Națională pentru Resurse Minerale.

ANEXA Nr. 2

INSTRUCȚIUNI TEHNICE

privind modalitățile de raportare și termenele de transmitere a datelor, informațiilor și documentațiilor obținute în derularea acordurilor petroliere

Titularii acordurilor petroliere au obligația să asigure obținerea și transmiterea la Agenția Națională pentru Resurse Minerale a următoarelor date, informații și documentații referitoare la operațiunile petroliere efectuate.

Art. 1. — Pentru activitatea de explorare-evaluare:

- rapoarte trimestriale privind operațiunile petroliere efectuate în fiecare perimetru de explorare-dezvoltare-exploatare. Datele vor fi înscrise în formularul prezentat în tabelul nr. 1 și vor fi transmise Agenției Naționale pentru Resurse Minerale în termen de 10 zile ale primei luni din trimestrul următor;

- rapoarte anuale privind situația lucrărilor efectuate. Datele vor fi înscrise în formularul prezentat în tabelul nr. 2 și vor fi transmise Agenției Naționale pentru Resurse Minerale în termen de 15 zile de la începutul anului următor.

Art. 2. — Pentru activitatea de dezvoltare-exploatare:

- rapoarte trimestriale cuprinzând datele de producție necesare calculării redevenței petroliere, precum și valoarea acesteia, conform tabelelor nr. 3–7, vor fi transmise Agenției Naționale pentru Resurse Minerale până la data de 15 a primei luni din trimestrul următor;

- rapoarte anuale cuprinzând datele de producție necesare calculării taxei de exploatare, precum și valoarea acesteia, conform tabelului nr. 8.

Art. 3. — Raportarea anuală privind evidența și mișcarea resurselor geologice de petrol se face în conformitate cu Instrucțiunile tehnice privind constituirea și urmărirea fondului național de resurse geologice și rezerve de petrol și se transmite Agenției Naționale pentru Resurse Minerale până la data de 20 februarie a anului următor.

**Operațiunile petroliere efectuate în blocul
de explorare-dezvoltare-exploatare**

..... în trimestrul

A. Explorare geologică, geofizică și geochimică din cadrul programului minimal

Tipul lucrării	Numărul avizului	Prevedere din contract	Realizat		Subcontractorul	Metodologia aplicată
			Trimestru	Cumulat		
1	2	3	4	5	6	7

B. Explorare prin sonde de prospecțiune și deschidere din cadrul programului minimal

Nr. crt.	Sonda nr.	Categoria forajului	Numărul avizului	Adâncimea proiectului	Obiectivul	Data de foraj		Talpa		Metri realizați	Coloane	Rezultatul probelor de producție	Statutul actual
						Început	Terminat	Început trimestru	Terminat trimestru				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

SITUAȚIA LUCRĂRILOR DE EXPLORARE EXECUTATE DE ÎN ANUL

Sucursala	Perimetrul	Metraj realizat			Sonde finalizate				Sonde în lucru la 31 decembrie					Observații
		Total	Țiței	Gaze	Țiței		Gaze		În foraj	În probe de producție	Suspendate din foraj	Suspendate din probe de producție	În conservare	
					Total	cu rezultat	Total	cu rezultat						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

RAPORT TRIMESTRIAL DE PRODUCȚIE

Titularul acordului petrolier

Sucursala

Trimestrul

Anul

Nr. crt.	Zăcămintul comercial (structură)	Țiței + Condensat									Gaze asociate cu țițeiul						
		Producția totală (10 ³ tone)		Numărul sondelor	< 3.500 m				> 3.500 m			Producția totală (10 ⁶ Stm ³)		Numărul sondelor	Necomprimate (10 ⁶ Stm ³)	Comprimate cu o treaptă (10 ⁶ Stm ³)	Comprimate cu două trepte (10 ⁶ Stm ³)
		Onshore	Offshore		Metode primare (10 ³ tone)	Injectie apă (10 ³ tone)	Alte metode (10 ³ tone)	Producția totală (10 ³ tone)	Metode primare (10 ³ tone)	Injectie apă (10 ³ tone)	Alte metode (10 ³ tone)	Producția totală (10 ³ tone)	Onshore				

Tabelul nr. 4

STABILIREA REDEVENȚEI PENTRU ȚIȚEI + CONDENSAT

Titularul acordului petrolier

Sucursala

Trimestrul

Anul

Nr. crt.	Zăcământul comercial (structură)	Producția totală (tone)	Redevență		Producții bonificate										Total bonificație din redevență (tone)	TOTAL REDEVENȚĂ DATORATĂ (tone)		
			%	Cantitatea (tone)	Producția obținută din offshore (tone)	Bonificație din redevență		Injecția de apă (tone)	Bonificație din redevență		Alte metode secundare (tone)	Bonificație din redevență		Producția obținută de la adâncimi > 3.500 m (tone)			Bonificație din redevență	
						%	Cantitatea (tone)		%	Cantitatea (tone)		%	Cantitatea (tone)				%	Cantitatea (tone)
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

NOTĂ:

col. 18 = col. 4 - col. 17

col. 17 = col. 7 + col. 10 + col. 13 + col. 16

Tabelul nr. 5

STABILIREA REDEVENȚEI PENTRU GAZE ASOCIATE

Titularul acordului petrolier

Sucursala

Trimestrul

Anul

Nr. crt.	Zăcământul comercial (structură)	Producția totală (10 ³ Stm ³)	Redevență		Producții bonificate						Total bonificație din redevență (10 ³ Stm ³)	TOTAL REDEVENȚĂ DATORATĂ (10 ³ Stm ³)
			%	Cantitatea (10 ³ Stm ³)	Producția comprimată cu o treaptă (10 ³ Stm ³)	Bonificație din redevență		Producția comprimată cu două trepte (10 ³ Stm ³)	Bonificație din redevență			
						%	Cantitatea (10 ³ Stm ³)		%	Cantitatea (10 ³ Stm ³)		
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

NOTĂ:

col. 12 = col. 4 - col. 11

col. 11 = col. 7 + col. 10

RAPORT TRIMESTRIAL DE PRODUCȚIE

Titularul acordului petrolier

Sucursala

Trimestrul

Anul

Nr. crt.	Zăcămintul comercial (structură)	Gaze libere								Alte gaze combustibile											
		Producția totală (10 ⁶ Stm ³)		< 3.500 m				> 3.500 m				Producția totală (10 ⁶ Stm ³)		< 3.500 m				> 3.500 m			
		Onshore	Offshore	Numărul sondelor	Necomprimate (10 ⁶ Stm ³)	Comprimate cu o treaptă (10 ⁶ Stm ³)	Comprimate cu două trepte (10 ⁶ Stm ³)	Producția totală (10 ⁶ Stm ³)	Necomprimate (10 ⁶ Stm ³)	Comprimate cu o treaptă (10 ⁶ Stm ³)	Comprimate cu două trepte (10 ⁶ Stm ³)	Producția totală (10 ⁶ Stm ³)	Onshore	Offshore	Numărul sondelor	Necomprimate (10 ⁶ Stm ³)	Comprimate cu o treaptă (10 ⁶ Stm ³)	Comprimate cu două trepte (10 ⁶ Stm ³)	Producția totală (10 ⁶ Stm ³)	Necomprimate (10 ⁶ Stm ³)	Comprimate cu o treaptă (10 ⁶ Stm ³)

STABILIREA REDEVENȚEI PENTRU GAZE LIBERE + ALTE GAZE COMBUSTIBILE

Titularul acordului petrolier

Sucursala

Trimestrul

Anul

Nr. crt.	Zăcămintul comercial (structură)	Producția totală (10 ³ Stm ³)	Redevență		Producții bonificate												Total bonificație din redevență (10 ³ Stm ³)	TOTAL REDEVENȚĂ DATORATĂ (10 ³ Stm ³)
			%	Cantitatea (10 ³ Stm ³)	Producția obținută din offshore (10 ³ Stm ³)	Bonificație din redevență		Producția obținută de la adâncimi > 3.500 m (10 ³ Stm ³)	Bonificație din redevență		Producția comprimată cu o treaptă (10 ³ Stm ³)	Bonificație din redevență		Producția comprimată cu două trepte (10 ³ Stm ³)	Bonificație din redevență			
						%	Cantitatea (10 ³ Stm ³)		%	Cantitatea (10 ³ Stm ³)		%	Cantitatea (10 ³ Stm ³)		%	Cantitatea (10 ³ Stm ³)		
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

NOTĂ:

col. 18 = col. 4 - col. 17

col. 17 = col. 7 + col. 10 + col. 13 + col. 16

TAXA DE EXPLOATARE

Titularul acordului petrolier

Sucursala

Trimestrul

Anul

Nr. crt.	Zăcămintul comercial (structură)	Producții anuale				Taxa de exploatare			
		Țiței+ Condensat (10 ³ tone)	Gaze asociate (10 ⁶ Stm ³)	Gaze libere (10 ⁶ Stm ³)	Alte gaze combustibile (10 ⁶ Stm ³)	Țiței+ Condensat (10 ³ tone)	Gaze asociate (10 ⁶ Stm ³)	Gaze libere (10 ⁶ Stm ³)	Alte gaze combustibile (10 ⁶ Stm ³)

INSTRUCȚIUNI TEHNICE

privind măsurarea și evidența producției brute de petrol

Art. 1. — Măsurarea producției se face prin aparatura aprobată de Biroul Român de Metrologie Legală. La solicitarea Agenției Naționale pentru Resurse Minerale, titularul acordului petrolier este obligat să supună spre verificare personalului teritorial autorizat al Biroului Român de Metrologie Legală buna funcționare a aparaturii utilizate la măsurători, pe cheltuiulă proprie.

Art. 2. — Măsurarea producției brute de petrol se face după ieșirea din stațiile de separare și tratare a petrolului, la punctele convenite între titular și Agenția Națională pentru Resurse Minerale.

Art. 3. — Titularul acordului petrolier va ține o evidență zilnică a producției, pe fiecare sondă și substanță produsă, iar în cazul colectării și măsurării pe grupuri de sonde (parc) a producției din mai multe sonde, repartiția pe sonde se va face pe baza etalonărilor lunare la fiecare sondă și a producției măsurate la grupul de sonde (parc), conform prevederilor art. 2.

Art. 4. — Frecvența etalonărilor pentru toate sondele a căror producție se dirijează la același parc va fi de cel puțin o dată pe lună și ori de câte ori se solicită de către Agenția Națională pentru Resurse Minerale. Durata fiecărei etalonări va fi de 24 de ore.

Art. 5. — Evidența producției pe sonde și substanțe produse se va ține în cadrul fiecărei schele de producție.

Art. 6. — Gazele extrase și reinjectate în zăcământ în scopul înmagazinării în depozite subterane se evidențiază separat. Extracțiile realizate din depozitele subterane de

înmagazinare nu se consideră producție supusă taxei de exploatare și redevenței.

Art. 7. — Volumul gazelor care se reinjectează în zăcământ în scopuri tehnologice și al celor extrase, în cazul concesiunilor, concomitent cu țițeiul, neutilizate și nevalorificate de titularul acordului petrolier, predate statului fără plată, se va evidenția separat.

Art. 8. — La măsurarea țițeiului și a condensatului se vor avea în vedere următoarele:

a) producțiile de țiței și condensat se vor calcula în tone, pentru temperaturi de 15°C;

b) greutatea specifică a țițeiului și a condensatului va fi determinată prin măsurători cu hidrometrul sau prin alte metode aprobate conform art. 1;

c) măsurarea se va face de către personalul special desemnat de titularul acordului petrolier și numai cu folosirea aparatelor de măsurat aprobate conform art. 1.

Art. 9. — La măsurarea gazelor se vor avea în vedere următoarele:

a) volumul gazului produs va fi calculat în condiții standard de 0,9807 MPa (1 at) și 15°C și va fi evidențiat în mii m³, cu aproximare de o zecimală;

b) pe diagrama contorului se vor menționa: proveniența gazului (sonda sau grupul de sonde), mărimea orificiului duzei, data și ora începerii și încheierii înregistrării și temperatura gazului;

c) diagramele utilizate vor fi cu reprezentare de minimum o zi și nu mai mare de 7 zile.

INSTRUCȚIUNI TEHNICE

privind preluarea și valorificarea cantităților de petrol reprezentând redevența

Art. 1. — Cantitățile de petrol ce trebuie livrate de titularii acordurilor petroliere ca redevență petrolieră se calculează potrivit prevederilor acordurilor petroliere și se aplică la producțiile brute realizate și măsurate după ieșirea din stațiile de separare, respectiv de tratare a petrolului, conform instrucțiunilor tehnice referitoare la măsurarea și evidența producției brute de petrol.

Art. 2. — Cantitățile de gaze extrase care se reinjectează în zăcământ în scopuri tehnologice sau cele arse la sondă, cu aprobarea Agenției Naționale pentru Resurse Minerale, precum și cele extrase concomitent cu țițeiul, neutilizate și nevalorificate de titularul acordului de concesiune, predate statului fără plată, nu vor fi luate în considerare ca producție brută supusă la plata redevenței.

Art. 3. — Predarea cotei de petrol reprezentând redevența se face către unitățile specializate de transport al petrolului, trimestrial, într-una sau mai multe tranșe, astfel ca întreaga cantitate de petrol reprezentând redevența

petrolieră pe un trimestru să fie integral predată de către titularul acordului petrolier până la data de 20 a primei luni a trimestrului următor celui la care se referă plata.

Art. 4. — Punctul de măsurare a cantităților de petrol predate unităților specializate de transport al petrolului este la stația de predare a titularului acordului petrolier, unde există echipamente și facilități corespunzătoare de măsurare și de determinare pentru corecții ale volumului petrolului.

Art. 5. — Măsurarea cantităților de petrol la punctele de predare se face cu aparatura aprobată de Biroul Român de Metrologie Legală.

Aparatura utilizată la măsurători va fi verificată lunar, prin Biroul Român de Metrologie Legală, și ori de câte ori se solicită de Agenția Națională pentru Resurse Minerale, pe cheltuiala titularului acordului petrolier. Verificările se fac de către organele teritoriale ale Biroului Român de Metrologie Legală, cu participarea personalului autorizat al

titularului acordului petrolier și al unității specializate de transport al petrolului.

Art. 6. — Corecțiile cantităților de petrol predate sunt cele rezultate prin determinări convenite între titular și transportator, efectuate cu aparatura agreată de aceștia.

Art. 7. — Predarea cantităților de petrol reprezentând redevența se face pe bază de procese-verbale de predare-primire, cu specificarea destinației de redevență petrolieră.

Art. 8. — Procesele-verbale de predare-primire, care justifică predarea de către titular a întregii cantități de petrol convenite trimestrial statului, vor fi transmise Agenției Naționale pentru Resurse Minerale de către titularii acordurilor petroliere, în termen de 15 zile de la expirarea termenului de predare a cotei trimestriale de redevență.

Art. 9. — Pentru cota de redevență petrolieră nelivrată în termenul prevăzut la art. 3 se percep daune moratorii de 0,1 % pe zi de întârziere, aplicabile la valoarea cantității, respectiv a volumului brut, nelivrate drept redevență, și daune compensatorii până la acoperirea efectivă a prejudiciului creat.

Art. 10. — Calculul redevenței se face lunar, pe baza producțiilor brute lunare, și se înregistrează în contabilitatea titularilor acordurilor petroliere. Eventualele reglări de producție și redevența corespunzătoare se fac pentru ultima lună a trimestrului, fără ca predarea integrală a cotei reprezentând redevența trimestrială să depășească data prevăzută la art. 3.

Valoarea redevenței petroliere, înregistrată în evidențele contabile, este deductibilă la stabilirea profitului impozabil.

Art. 11. — Cheltuielile de transport al petrolului pe conducte, reprezentând redevența, se suportă de către utilizatorul petrolului și se achită transportatorului. Predarea petrolului reprezentând redevența către utilizator se face pe bază de proces-verbal de predare-primire, cu menționarea titularului acordului petrolier de la care provine și a faptului că reprezintă redevență petrolieră.

Art. 12. — Ministerul Industriei și Comerțului poate indica titularilor acordurilor petroliere utilizatorul căruia să-i fie destinată cantitatea de petrol reprezentând redevența.

Art. 13. — Contravaloarea petrolului reprezentând redevența petrolieră se va plăti de către utilizator, în termen de cel mult 10 zile de la preluare, în contul titularilor acordurilor petroliere de la care provine, corespunzător prețurilor în vigoare la data preluării petrolului.

Predarea cantităților de petrol reprezentând redevența petrolieră și virarea contravalorii acesteia la bugetul de stat reprezintă obligații fiscale ale titularului acordului petrolier.

Pentru neplata în termen de către utilizator a petrolului preluat ca redevență petrolieră se percep de la acesta majorări de întârziere conform legii fiscale.

Art. 14. — Titularii acordurilor petroliere vor vărsa la bugetul de stat sumele reprezentând contravaloarea petrolului predat ca redevență petrolieră, până la data de 5 celei de-a doua luni a trimestrului următor celui la care se referă redevența. Pentru nevărsarea în termenul de mai sus la bugetul de stat de către titular a sumelor încasate de la utilizator, se percep majorări de întârziere conform legii fiscale. Majorările se vor suporta de către utilizator, dacă întârzierea se datorează acestuia, conform prevederilor art. 13.

Art. 15. — Valorificarea cantităților de petrol reprezentând redevența petrolieră se va face în baza unor contracte încheiate între titularul acordului petrolier, transportator și utilizator, cu stipularea expresă a obligațiilor de plată ale utilizatorului, în conformitate cu prevederile art. 11, 13 și 14.

Prețurile de valorificare vor fi stabilite cu avizul Agenției Naționale pentru Resurse Minerale și al Ministerului Finanțelor, în conformitate cu criteriile prevăzute de metodologia existentă privind stabilirea prețului pentru țițeiul din producția internă, respectiv, în cazul gazelor naturale, ca medie ponderată a prețurilor FOB Marea Mediterană, pentru păcura cu 3,5% sulf (50%), păcura cu 1% sulf (30%) și gazolină (20%), ajustată cu un factor de corecție pentru puterea calorică, în condiția de livrare franco schelă (prețuri la producător).

Art. 16. — Înregistrarea în contabilitatea titularilor acordurilor petroliere a obligațiilor privind redevența petrolieră, conform art. 29 din Legea petrolului nr. 134/1995, se va face în funcție de organizarea internă a activității acestora și de utilizatorii indicați de Ministerul Industriei și Comerțului, potrivit prevederilor Regulamentului de aplicare a Legii contabilității nr. 82/1991, Planului de conturi general și Normelor metodologice de utilizare a conturilor contabile, aprobate prin Hotărârea Guvernului nr. 704/1993.

În vederea asigurării posibilității de control al datelor privind redevența petrolieră, înregistrările menționate vor fi efectuate în conturi analitic distincte.

EDITOR: PARLAMENTUL ROMÂNIEI — CAMERA DEPUTAȚILOR

Regia Autonomă „Monitorul Oficial”, str. Izvor nr. 2-4, Palatul Parlamentului, sectorul 5, București,
cont nr. 30.98.12.301 B.C.R. — S.M.B.

Adresa pentru publicitate : Serviciul relații cu publicul și agenții economici, București,
Str. Blanduziei nr. 1, sectorul 2, telefon 211.57.30.

Tiparul : Regia Autonomă „Monitorul Oficial”, tel. 668.55.58 și 335.01.11/4028.