

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

5001 SPRING VALLEY ROAD

SUITE 800 EAST

DALLAS, TEXAS 75244

8 octombrie, 2013

S.N.G.N. Romgaz S.A.
P-ta C. I. Motas, No. 4
551130, Medias, Jud. Sibiu
Romania

Doamnelor și domnilor:

Ca urmare a solicitării dvs. am elaborate estimările la 30 iunie 2013 cu privire la dimensiunea rezervelor dovedite, probabile și posibile de gaz și gaz condensate, valoarea rezervelor dovedite și a celor dovedite plus probabile, dimensiunea resurselor neprevăzute și dimensiunea resurselor potențiale pentru anumite câmpuri din România. S.N.G.N. Romgaz S.A. (Romgaz) a declarat că deține participații în aceste câmpuri după cum s-a menționat în prezenta.

Estimările rezervelor dovedite, probabile și posibile, dimensiunea resurselor neprevăzute și dimensiunea resurselor potențiale au fost elaborate conform Sistemului de Management al Resurselor Petroliere (PRMS) aprobat în martie 2007 de Societatea Inginerilor Petroliști, Consiliul Mondial al Petrolului, Asociația Americană a Geologilor Petroliști și Societatea Inginerilor Petroliști Evaluatori. PRMS este un standard cunoscut în îndrumările publicate ale Autorității pentru Listarea la Bursă din Marea Britanie. Definițiile rezervelor sunt discutate în detaliu în partea intitulată Definițiile Rezervelor din acest raport. Definițiile resurselor neprevăzute sunt discutate în detaliu sub titlul Definiția Resurselor neprevăzute din acest raport. Definițiile resurselor potențiale sunt discutate în detaliu sub titlul Definiția Resurselor Potențiale din acest raport.

Rezervele exprimate în acest raport sunt exprimate atât brut cât și net. Rezervele brute sunt definite ca fiind cantitatea totală de petrol care urmează a fi produsă de pe proprietățile în care Romgaz are participații după deducerea participațiilor deținute de alții.

MINISTERUL JUSTIȚIEI
PĂTRAȘCANU VALENTINA
Nr. 11770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

Acest raport prezintă valori pentru rezervele dovedite și dovedite plus probabile care au fost estimate folosind prețurile și costurile inițiale specificate de Romgaz. Toate valorile monetare prezentate în acest raport sunt exprimate în dolari SUA (U.S.\$). O explicație a ipotezelor privind viitoarele prețuri și costuri este inclusă în capitolul Evaluarea Rezervelor din acest raport.

Valorile pentru rezerve prezentate în acest raport sunt exprimate în termenii venitului brut viitor, venitului net viitor și valorii actuale. Venitul brut viitor este definit ca venitul care se va realiza din vânzarea rezervelor nete. Venitul net viitor este definit ca venitul brut viitor minus cheltuielile directe de exploatare, costurile de capital, redevențele, taxele guvernului gazdă și costurile de abandon, unde este cazul. Cheltuielile de exploatare includ cheltuielile de exploatare a câmpului, cheltuielile de transport, taxele de compensare și o alocație pentru cheltuielile de regie care sunt direct legate de activitățile de producție. Valoarea actuală este definită ca venitul viitor net scontat la o rată de scont arbitrară specificată compusă lunar pe toată perioada așteptată de realizare. În acest raport, valorile actuale folosind rate de scont de 8, 10, 12, și 15 la sută sunt raportate ca totaluri.

Resursele neprevăzute estimate în acest raport sunt exprimate ca resurse neprevăzute brute și resurse neprevăzute nete. Resursele neprevăzute brute sunt definite ca petrolul total estimat care este potențial recuperabil din acumulările cunoscute după data de 30 iunie 2013. Resursele neprevăzute nete sunt definite ca acea porțiune din resursele neprevăzute brute care ar putea fi potențial produse de pe proprietățile atribuibile respectivelor participații evaluate în prezenta după deducerea participațiilor deținute de alții.

Resursele neprevăzute estimate sunt acele cantități de petrol sau gaz care sunt potențial recuperabile din acumulările cunoscute dar care nu sunt considerate în prezent a fi recuperabile din punct de vedere comercial datorită unor elemente neprevăzute cum ar fi lipsa de angajare pentru dezvoltare, lipsa contractelor pentru vânzarea produselor, și/sau lipsa infrastructurii definite, printre altele neprevăzute. Resursele neprevăzute estimate în acest raport au statutul de „Nedeterminate”.

Cantitățile resurselor neprevăzute nu trebuie confundate cu acele cantități sau valori asociate cu rezervele datorită riscului suplimentar pe care-l implică. Cantitățile care ar putea fi efectiv recuperate dacă ar fi dezvoltate pot fi semnificativ diferite de estimările prezentate aici. Nu există nici o certitudine că respectiva resursă va fi viabilă din punct de vedere comercial pentru a produce orice porțiune a resurselor neprevăzute evaluate aici.

MINISTERUL JUSTITIEI
PĂTRAȘCANU VALENTINA
Nr. 11770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

Resursele potențiale estimate în acest raport sunt exprimate ca resurse potențiale brute. Resursele potențiale brute sunt definite ca petrolul total estimat care este potențial recuperabil după data de 30 iunie 2013. Romgaz a declarat că deține 100 la sută din participațiile în blocurile care conțin resursele potențiale evaluate aici.

Resursele potențiale estimate aici sunt acele cantități de petrol care sunt potențial recuperabile din acumulări care urmează a fi descoperite. Datorită incertitudinii vandabilității și lipsei unor forări de explorare suficiente, resursele potențiale estimate aici nu pot fi clasificate drept resurse sau rezerve neprevăzute. Resursele potențiale estimate în acest raport nu sunt comparabile cu resursele sau rezervele neprevăzute.

Există posibilitatea ca potențialele evaluate aici să nu ducă la descoperiri și dezvoltări reușite, în care caz nu va exista nici un venit viitor. Nu există nici o certitudine că orice porțiune a resurselor potențiale estimate aici va fi descoperită. Dacă da, nu există nici o certitudine că va deveni viabilă comercial pentru producție nici o porțiune din resursele potențiale evaluate.

Cantitățile resurselor potențiale nu trebuie confundate cu acele cantități asociate cu resursele sau rezervele neprevăzute datorită riscului suplimentar implicat. Cantitățile care ar putea fi efectiv recuperate, dacă ar fi descoperite și dezvoltate, pot fi semnificativ diferite de estimările prezentate aici.

Estimările rezervelor de petrol, ale veniturilor viitoare nete, resurselor neprevăzute și resurselor potențiale trebuie considerate doar estimări care se pot modifica pe măsură ce sunt disponibile informații suplimentare. Nu numai că aceste estimări de rezerve, venituri, resurse neprevăzute și resurse potențiale se bazează pe informațiile care sunt disponibile în prezent, dar aceste estimări sunt supuse de asemenea incertitudinilor inerente la aplicarea factorilor de judecare la interpretarea acestor informații.

În acest raport, Romgaz a furnizat informațiile cheie privind câmpurile evaluate aici. După cunoștința noastră, nu există factori speciali care ar afecta participațiile deținute de Romgaz și care ar necesita informații suplimentare pentru o evaluare adecvată a acestor câmpuri. Toate evaluările din prezenta sunt luate în considerare în contextul acordurilor și regulamentelor actuale și nu țin seama de incertitudinile care ar putea fi asociate condițiilor politice.

Informațiile folosite la elaborarea acestui raport au fost obținute de la Romgaz. La elaborarea acestui raport ne-am bazat pe informațiile furnizate de Romgaz referitor la

MINISTERUL JUSTITIEI
PĂTRAȘCANU VALENTINA
Nr 11770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT

participațiile imobiliare care urmează a fi evaluate, producția de pe astfel de proprietăți, costurile curente de exploatare și dezvoltare, prețurile actuale de producție, contractele referitoare la operațiunile actuale și viitoare și vânzările producției, datele de expirare a concesiunilor și alte diferite informații și date care au fost acceptate așa cum au fost declarate. Deși nu am întreprins o verificare independentă, informațiile utilizate în acest raport par a fi rezonabile. Echipa tehnică a Romgaz implicată în evaluarea și implementarea dezvoltării activelor de petrol ale Romgaz s-a declarat de acord cu practicile general acceptate în sectorul petrolier. Membrii echipei par a avea experiență și a fi competenți tehnic în domeniile lor de expertiză. DeGolyer și MacNaughton au făcut unele vizite limitate la câmpurile de producție evaluate aici. Cu toate acestea, datele existente privind producția, rapoarte de la terți și dovezi fotografice ale câmpurilor au fost considerate adecvate deoarece câmpurile se află într-un loc stabilit pentru producție.

Rezumat pentru conducere

Romgaz a declarat că deține participații în proprietăți care includ 177 câmpuri și 9 zone de explorare cu licență în România. Acest raport include estimări ale rezervelor din 140 câmpuri productive și 6 câmpuri cu depozite de gaz, resurse neprevăzute în 21 de câmpuri și resurse potențiale în 4 zone de prospecție. Pentru acest raport, incertitudinile tehnice și comerciale au fost luate în considerare în fiecare caz în afara evenimentelor politice în curs la o anumită locație. Toate contractele, regulamentele și acordurile în vigoare la 30 iunie 2013 au fost considerate ca fiind valabile în ceea ce privește termenii enunțați, conform celor declarate de Romgaz.

Rezerve

Estimările rezervelor brute și nete, dovedite, probabile și posibile de gaz și de gaz condensat atribuibile lui Romgaz evaluate aici la data de 30 iunie 2013 sunt rezumate după cum urmează, exprimate în milioane de picioare cubice (10^6ft^3), mii de barili (10^3bbl), milioane de metri cubi (10^6m^3), și mii de metri cubi (10^3m^3):

	Rezumat rezerve – Unități engleze					
	Gaz			Condensat		
	Dovedite (10^6ft^3)	Probabile (10^6ft^3)	Possible (10^6ft^3)	Dovedite (10^3bbl)	Probabile (10^3bbl)	Possible (10^3bbl)
Brut	2,207,363	467,389	418,266	0	18	13
Net	2,192,425	464,634	416,007	0	18	13

MINISTERUL JUSTIȚIEI
PĂTRĂSCANU VALENTINA
Nr 11770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT

Notă: Rezervele probabile și posibile n-au fost ajustate la risc pentru a le face comparabile cu rezervele dovedite

	Gaz			Gaz		
	Dovedite (10 ⁶ m ³)	Probabile (10 ⁶ m ³)	Posibile (10 ⁶ m ³)	Dovedite (10 ³ m ³)	Probabile (10 ³ m ³)	Posibile (10 ³ m ³)
Brut	62,506	13,235	11,844	0	3	2
Net	62,083	13,157	11,780	0	3	2

Estimările veniturilor viitoare nete și ale valorii actuale ale rezervelor din acest raport au fost elaborate folosind un scenariu al Cazului de Bază. Prețurile de vânzare ale gazului constau din ratele medii ponderate rezidențiale și non-rezidențiale care sunt în curs de a fi liberalizate în următorii 6 ani și respectiv 2 ani, astfel încât rezervele se bazează pe o gamă de prețuri. Scenariul Cazului de Bază include o gamă de prețuri de la 168,55 U.S.\$ per mii metri cubi în prezent la 363,08 U.S.\$ per mii metri cubi în anii viitori și un preț inițial de 618,74 U.S.\$ metri cubi de condensat. Prețurile produsului au fost menținute constante după perioada de liberalizare pe toată durata restului de viață a câmpului fără nici o escaladare datorată inflației.

Venitul viitor net estimat și valoarea actuală la 10 la sută din venitul viitor net din participația Romgaz în rezervele dovedite și dovedite plus probabile la data de 30 iunie 2013, utilizând scenariul Cazului de Bază, exprimat în mii de dolari SUA (10³ U.S.\$), sunt rezumate mai jos:

Rezumatul evaluării			
Dovedite		Dovedite plus Probabile	
Venituri nete viitoare (10 ³ U.S.\$)	Valoare prezentă la 10 la sută (10 ³ U.S.\$)	Venituri nete viitoare (10 ³ U.S.\$)	Valoare prezentă la 10 la sută (10 ³ U.S.\$)

Caz de				
Bază	13,575,930	6,321,875	16,771,957	7,539,622

Notă: Rezervele probabile și posibile n-au fost ajustate la risc pentru a le face comparabile cu rezervele dovedite.

Două scenarii de sensibilitate pentru preț și costuri au fost evaluate în acest raport: Cazul Inferior și Cazul Superior.

Prețul de piață al gazului care a stat la baza Cazului Inferior a fost stabilit inițial cu 20 la sută mai mic decât în Cazul de Bază și a fost menținut constant. Datorită regulamentelor în vigoare, prețul gazului din Cazul Inferior folosit pentru veniturile calculate a fost același ca prețul gazului din Cazul de Bază în anii dinainte de

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

liberalizare. Odată prețurile liberalizate în 2019 pentru clienții rezidențiali și în 2015 pentru clienții non-rezidențiali, prețul gazului va fi limitat la prețul de piață al gazului prevăzut să stea la bază. Costurile n-au fost modificate cu inflația.

Prețul de piață de al gazului care stă la baza Cazului Ridicat a fost stabilit inițial cu 20 la sută mai mare decât în Cazul de Bază și mărit cu 2 procente pe an începând din 2014 și apoi a fost menținut constant din 2019 înainte. Datorită reglementărilor în vigoare, prețul gazului din Cazul Superior folosit pentru calcularea veniturilor a fost același ca prețul gazului din Cazul de Bază în anii dinaintea liberalizării. Odată prețurile liberalizate în 2019 pentru clienții rezidențiali și în 2015 pentru clienții non-rezidențiali, prețul gazului va fi limitat la prețul de piață al gazului prevăzut să stea la bază. Costurile au fost mărite cu 2 procente pe an începând din 2014.

Estimările rezervelor de aici se bazează pe scenariul Cazului de Bază, iar cantitățile din cazurile de sensibilitate sunt cele incluse anterior limitării producției proiectate din scenariul Cazului de Bază sau atunci când s-a atins limita economică a anuală, oricare dintre acestea este prima. Detalii privind ipotezele de stabilire a prețului anual și a costurilor sunt prezentate sub titlul Evaluarea Rezervelor din acest raport.

Venitul viitor net estimat și valoarea prezentă a venitului net viitor din participația Romgaz la cantitățile dovedite și dovedite plus probabile la data de 30 iunie 2013, pentru cazurile de sensibilitate, exprimate în mii de dolari SUA (10^3 U.S.\$), sunt rezumate astfel:

	Rezumatul evaluării – Sensitivity Cases			
	Dovedite		Dovedite plus Probabile	
	Venituri nete viitoare (10^3 U.S.\$)	Valoare prezentă la 10 la sută (10^3 U.S.\$)	Venituri nete viitoare (10^3 U.S.\$)	Valoare prezentă la 10 la sută (10^3 U.S.\$)
Caz scăzut	10,612,560	5,120,792	13,100,517	6,093,527
Caz ridicat	17,633,796	8,010,043	21,845,435	9,587,814

Notă: Rezervele probabile și posibile n-au fost ajustate la risc pentru a le face comparabile cu valorile pentru cantitățile dovedite. Rezervele au fost estimate folosind scenariul Cazului de Bază iar cantitățile din cazurile sensibile nu trebuie confundate cu rezervele.

Alte resurse

Estimările pentru resursele brute și nete 1C (minim), 2C (ideal), și 3C (maxim) de resurse neprevăzute de gaz și condensat atribuibile lui Romgaz pentru câmpurile

MINISTERUL JUSTIȚIEI
PĂTRAȘCANU VALENTINA
Nr 11770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

evaluate aici la 30 iunie 2013 sunt rezumate mai jos, exprimate în milioane de picioare cubice (10^6ft^3), mii de barili (10^3bbl), milioane de metri cubi (10^6m^3), și mii de metri cubi (10^3m^3):

	Resurse Nprevăzute – Unități engleze			
	Gaz		Condensat	
	Brut (10^6ft^3)	Net (10^6ft^3)	Brut (10^3bbl)	Net (10^3bbl)
1C	144,754	144,754	0	0
2C	300,242	300,242	0	0
3C	502,631	502,631	0	0

Note:

1. Aplicarea oricărui factor de risc la cantitățile resurselor neprevăzute nu face ca resursele neprevăzute să fie egale cu rezervele.
2. Nu există nici o certitudine că va fi viabil comercial să producă pe orice porțiune a resurselor neprevăzute evaluate aici.
3. Toate resursele neprevăzute din acest raport au statutul economic de Nedeterminate.

	Resurse Nprevăzute – Unități metrice			
	Gaz		Condensat	
	Brut (10^6m^3)	Net (10^6m^3)	Brut (10^3m^3)	Net (10^3m^3)
1C	4,099	4,099	0	0
2C	8,502	8,502	0	0
3C	14,233	14,233	0	0

Note:

1. Aplicarea oricărui factor de risc la cantitățile resurselor neprevăzute nu face ca resursele neprevăzute să fie egale cu rezervele.
2. Nu există nici o certitudine că va fi viabil comercial să producă pe orice porțiune a resurselor neprevăzute evaluate aici.
3. Toate resursele neprevăzute din acest raport au statutul economic de Nedeterminate.

Resursele potențiale brute estimate ajustate P_g la data de 30 iunie 2013 din prospecțiile Romgaz evaluate aici sunt rezumate mai jos exprimate în mii de barili (10^3bbl), milioane de picioare cubice (10^6ft^3), mii de metri cubi (10^3m^3), și milioane de metri cubi (10^6m^3):

MINISTERUL JUSTIȚIEI
PĂTRAȘCANU VALENTINA
Nr 11770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT

Resurse potențiale Unități engleze	
Petrol mediu estimat ajustat la P_g (10^3 bbl)	Gaz mediu vandabil estimat ajustat la P_g (10^6 ft³)
Brut	2,488 127,194

Note:

1. Estimările medii urmează îndrumările PRMS pentru resursele potențiale.
2. P_g este definită ca probabilitatea descoperirii rezervoarelor cu flux măsurabil.
3. Aplicarea oricărui factor de probabilitate geologic sau economic nu face ca resursele potențiale să fie egale cu resursele neprevăzute sau cu rezervele.
4. Eficiența recuperării este aplicată resurselor potențiale în acest tabel.
5. Resursele potențiale prezentate mai sus se bazează pe metodă agregării statistice.
6. Nu există nici o certitudine că se va descoperi orice porțiune din resursele potențiale estimate aici. Dacă da, nu există nici o certitudine că aceasta va fi viabilă comercial pentru a produce orice porțiune din resursele potențiale evaluate.

Resurse potențiale Unități metrice	
Petrol mediu estimat ajustat la P_g (10^3 m³)	Gaz mediu vandabil estimat ajustat la P_g (10^6 m³)
Brut	396 3,602

Note:

1. Estimările medii urmează îndrumările PRMS pentru resursele potențiale.
2. P_g este definită ca probabilitatea descoperirii rezervoarelor cu flux măsurabil.
3. Aplicarea oricărui factor de probabilitate geologic sau economic nu face ca resursele potențiale să fie egale cu resursele neprevăzute sau cu rezervele.
4. Eficiența recuperării este aplicată resurselor potențiale în acest tabel.
5. Resursele potențiale prezentate mai sus se bazează pe metodă agregării statistice.
6. Nu există nici o certitudine că se va descoperi orice porțiune din resursele potențiale estimate aici. Dacă da, nu există nici o certitudine că aceasta va fi

viabilă comercial pentru a produce orice porțiune din resursele potențiale evaluate.

Proprietatea

Romgaz a declarat că deține anumite licențe pentru explorare, producție și dezvoltare în România. Câmpurile evaluate aici și participațiile declarate de Romgaz ca fiind în proprietatea sa în câmpurile respective sunt prezentate mai jos:

Proprietăți evaluate		
Câmp	Participație de exploatare (%)	Expirarea licenței
Acatari	100.00	2033
Agnita	100.00	2013
Alamor	100.00	2024
Alma	100.00	2015
Alta	100.00	2015
Altana	100.00	2028
Alunu	100.00	2028
Armeni	100.00	2043
Axente Sever	100.00	N.A.
Bacau	100.00	2028
Baia	100.00	2028
Balaceanca	50.00	2016
Balta Alba	100.00	2014
Barcut	100.00	2038
Barghis	100.00	2034
Bazna	100.00	2020
Beia	100.00	2020
Berbiceni	50.00	2024
Bibesti Sardanesti	100.00	2028
Bilciuresti	100.00	2028
Bilciuresti North	100.00	2028
Bilciuresti South	100.00	2013
Boarta	100.00	2028
Bogata de Mures	100.00	2028
Bogatu Roman	100.00	2012
Boldu	100.00	2038
Bozed	100.00	2015
Bozed West	100.00	2025
Bratesti	100.00	2013
Bunesti	100.00	2018
Bungard	100.00	2035
Buza	100.00	2013
Cadaciu		

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

Caragele	100.00	2019
Caragele East	100.00	2028
Ceshesti	100.00	2017
Cetatea de Balta	100.00	2029
Cetatea de Balta (Gas Storage)	100.00	N.A.
Chedea	100.00	2021
Chedea East	100.00	2025
Chirpar	100.00	2030
Cloasterf	100.00	2015
Cojocna	100.00	2028
Comanesti	100.00	2013
Copsa Mica	100.00	2043

Proprietăți evaluate – (Continuare)

Câmp	Participație de exploatare (%)	Expirarea licenței
Corunca North	100.00	2036
Corunca South	100.00	2043
Craiesti-Ercea	100.00	2028
Cris	100.00	N.A.
Cristur North	100.00	2031
Cristur South	100.00	2028
Cucerdea South	100.00	2016
Cusmed	100.00	2026
Daia Telina	100.00	2024
Damieni	100.00	2019
Davideni	100.00	2028
Deleni Haranglab	100.00	2028
Delureni	100.00	2043
Dobra	100.00	2050
Dragomiresti	100.00	2013
Dumbravioara	100.00	2015
Eliseni Sacel	100.00	2043
Enciu	100.00	2027
Eremieni	100.00	2027
Ernei	100.00	2032
Fantanele	100.00	2043
Faurei	100.00	2028
Fierbinti Targ	50.00	2021
Filitelnic	100.00	2043
Finta Gheboia	50.00	2017
Florica	100.00	2011
Frasin Brazi	50.00	2018
Frasin Gura Humorului	100.00	2015
Frasini-Albian	100.00	2015
Gaiceana	100.00	2019
Galateni	100.00	2025
Garbovi	100.00	2013
Ghindari	100.00	2019
Ghinesti Trei Sate	100.00	2028

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

Glavanesti	100.00	2024
Gradistea	100.00	2024
Grebenis	100.00	2043
Greci	100.00	2027
Gura Sutii	50.00	2023
Herepea	100.00	2028
Hurezani Piscu Stejari	100.00	2021
Huruiesti Negulesti		
Maldaresti	100.00	2015
Icland	100.00	2028
Iclanzel-Vaidei	100.00	2043
Iernut	100.00	2014
Ilimbav	100.00	2018
Jibert	100.00	2028
Laslau Mare	100.00	2028
Lechinta	100.00	2023
Lipia Fulga	100.00	2028
Livezeni	100.00	2028
Loamnes	100.00	2013

Proprietăți evaluate – (Continuare)

Câmp	Participație de exploatare (%)	Expirarea licenței
Ludus	100.00	2043
Lunca Tecii	100.00	2021
Lupeni	100.00	2016
Madaras	100.00	2017
Magherani	100.00	2043
Margineni	100.00	2018
Mecea	100.00	2025
Medisorul Mare	100.00	2023
Merii	100.00	2028
Miercurea Nirajului	100.00	2026
Nades Prod Seleus	100.00	2033
Nades West	100.00	2028
Nocrich	100.00	2022
Nocrich West	100.00	2015
North Faurei	100.00	2028
Noul Sasesc	100.00	2034
Ocnita	100.00	2018
Padina Jugureanu	100.00	2013
Paingeni	100.00	2023
Palatca	100.00	2028
Paltin	100.00	2028
Peris	100.00	2028
Petea	100.00	2028
Petis	100.00	2024
Petrilaca-Teleac	100.00	2030
Pocoleni	100.00	2023
Porumbenii Mici	100.00	2017
Puini	100.00	2028
Raman	100.00	2028
Retis	100.00	2016
Romanesti	100.00	2017

MINISTERUL JUSTIȚIEI
PĂTRAȘCANU VALENTINA
Nr 11770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

Rosioru	50.00	2015
Rusi	100.00	2015
Sabed	100.00	2021
Sadinca	100.00	2043
Salcii	100.00	2028
Sancel	100.00	2026
Sangeorgiu de Padure	100.00	2028
Sanmartinul de Campie	100.00	2037
Sapunari	100.00	2024
Sarmasel	100.00	2038
Sarmasel (Gas Storage)	100.00	N.A.
Sasausi	100.00	2026
Saschiz	100.00	2015
Sausa	100.00	2043
Sighisoara	100.00	2025
Silivasul de Campie	100.00	2023
Siminic-Ghercesti	100.00	2028
Simonesti	100.00	2018
Sincai Raci	100.00	2043
Slatina North Strejesti	100.00	2013
Soala	100.00	2021

Proprietăți evaluate – (Continuare)

Câmp	Participație de exploatare (%)	Expirarea licenței
Soimusul Mare	100.00	2034
Stramba	50.00	2027
Strugureni	100.00	2020
South Batranesti	100.00	2028
Taga	100.00	2028
Tamasesti	100.00	2027
Tapu	100.00	N.A.
Tarcesti	100.00	2018
Targu Mures	100.00	2043
Tauni	100.00	2043
Tazlraul Mare	100.00	2028
Tg Neamt East	100.00	2028
Todiresti	100.00	2023
Turdas	100.00	2021
Ulies	100.00	2041
Urziceni	100.00	2028
Urziceni North	100.00	2022
Vaida	100.00	2028
Valea Moldovei	100.00	2028
Valea Seaca	100.00	2019
Valea Seaca East	100.00	2028
Varvata	100.00	2028
Velt	100.00	2022
Visa	100.00	2028
Vladeni	50.00	2013
Voivodeni	100.00	2026
Vulcan	100.00	2020
Zatreni Tetoiu	50.00	2017
Zau de Campie-Saulia	100.00	2029

MINISTERUL JUSTIȚIEI
 PĂTRĂȘCANU VALENTINA
 Nr. 11770
 TRADUCĂTOR AUTOMIZAT

Note:

1. N.A. = nu e aplicabil.
2. Datele expirării licențelor nu s-au aplicat la câmpurile de depozitare a gazului.

În plus față de aceste câmpuri, Romgaz mai deține participații în nouă zone de explorare cu licență. Patru prospecțiuni în cadrul zonelor cu licență RG-02 și RG-03 are evaluate aici: Boin Nord, Deleni Deep, Laslau Deep, și Cibu.

Aceste participații sunt deținute prin instrumente contractuale obișnuite în sectorul petrolier. Am avut ocazia de a revizui anumite segmente ale acordurilor pertinente; cu toate acestea, noi ca ingineri, nu ne putem exprima o opinie privind aspectele contabile sau juridice ale acelor acorduri.

Pentru acest raport, incertitudinile tehnice și comerciale au fost considerate în fiecare caz în afara evenimentelor politice în curs într-o anumite locație. Toate contractele, regulamentele și acordurile în vigoare la 30 iunie 2013 au fost considerate valabile în termenii lor enunțați, conform declarațiilor Romgaz.

Există anumite considerații de mediu în cazul fiecărei locații de producție a petrolului. Nu cunoaștem nici un fel de elemente de mediu extraordinare asociate cu proprietățile evaluate aici. Ca atare, am inclus costurile de abandonare, după caz, pentru realizarea unei îndepărtări de rutină și în siguranța a echipamentului de sub-suprafață și de la suprafață de pe un șantier al unui câmp anume. Costurile de ameliorare a terenurilor, dacă au existat, n-au fost incluse în evaluarea prezentă, decât dacă au fost solicitate în mod specific.

Definiția rezervelor

Rezervele dovedite, probabile și posibile, dimensiunea resurselor neprevăzute și dimensiunea resurselor potențiale au fost elaborate conform Sistemului de Management al Resurselor Petroliere (PRMS) aprobat în martie 2007 de Societatea Inginerilor Petroliști, Consiliul Mondial al Petrolului, Asociația Americană a Geologilor Petroliști și Societatea Inginerilor Petroliști Evaluatori. Rezervele de petrol sunt definite astfel:

Rezervele sunt acele cantități de petrol care se anticipează că vor fi recuperabile comercial prin utilizarea proiectelor de dezvoltare pe acumulările cunoscute de la o anumite dată înainte, în condiții definite. Rezervele trebuie să satisfacă în continuare

patru criterii: ele trebuie să fie descoperite, recuperabile, comerciale și durabile (la data evaluării) pe baza proiectului(elor) de dezvoltare folosit(e). Rezervele sunt în continuare clasificate conform nivelului de certitudine asociat cu estimările și pot fi sub-clasificate pe baza maturității proiectului și/sau caracterizate de starea dezvoltării și a producției.

Rezerve Dovedite – Rezervele Dovedite sunt acele cantități de petrol care, prin analiza datelor geostiintifice și de inginerie, pot fi estimate cu o certitudine rezonabilă că sunt recuperabile comercial de la o anumite dată înainte, din rezervoare și în condiții economice definite, metode de operare și reglementări guvernamentale cunoscute. Dacă sunt folosite metode deterministe, termenul certitudine rezonabilă are intenția de a exprima un grad ridicat de încredere că vor fi recuperate cantitățile respective. Dacă sunt folosite metode probabilistice, trebuie să existe o probabilitate de cel puțin 90 la sută că respectivele cantități vor fi efectiv recuperate și vor fi egale sau vor depăși estimarea.

Rezerve Nedovedite – Rezervele Nedovedite se bazează pe date geostiintifice și/sau tehnice similare cu cele folosite la estimările Rezervelor Dovedite, dar incertitudinile tehnice sau de alt tip împiedică aceste rezerve să fie clasificate drept Dovedite. Rezervele Nedovedite pot fi categorisite în continuare drept Rezerve Probabile și Rezerve Posibile.

Rezerve Probabile – Rezervele Probabile sunt acele Rezerve suplimentare pe care analiza datelor geostiintifice și tehnice le menționează ca fiind mai puțin probabil să fie recuperate decât Rezervele Dovedite, dar mai sigur că vor fi recuperate decât Rezervele Posibile. Este la fel de probabil că aceste cantități efective rămase recuperate vor fi mai mari sau mai mici decât suma Rezervelor estimate Dovedite plus Rezervele Probabile (2P). În acest context, atunci când se folosesc metode probabilistice, trebuie să existe o probabilitate de cel puțin 50 la sută că aceste cantități efective recuperate vor fi egale sau vor depăși 2P estimate.

Rezerve Posibile – Rezervele Posibile sunt acele rezerve pe care analiza datelor geostiintifice și tehnice le sugerează ca fiind mai puțin probabil să fie recuperabile decât Rezervele Probabile. Cantitățile totale recuperate în final din proiect au o probabilitate

scăzută de a depăși suma Rezervelor Dovedite plus Probabile plus Posibile (3P), ceea ce este echivalent cu un scenariu de estimare ridicată. În acest context, atunci când se folosesc metode probabilistice, trebuie să existe o probabilitate de cel puțin 10 că aceste cantități efective recuperate vor fi egale sau vor depăși 3P estimate.

Categorii de Rezerve după Stare – Categoriile de rezerve după starea lor definesc situația dezvoltării și producției puțurilor și rezervoarelor.

Rezerve Dezvoltate – Rezervele Dezvoltate sunt cantități care se așteaptă a fi recuperate din puțurile și facilitățile existente. Rezervele sunt considerate dezvoltate doar după ce au fost instalate echipamentele necesare, sau atunci când costurile pentru aceasta sunt relativ minore comparativ cu costurile unui puț. Acolo unde facilitățile devin indisponibile, ar putea fi necesară reclasificarea Rezervelor Dezvoltate în Rezerve Nedezvoltate. Rezervele Dezvoltate pot fi în continuare subclasificate în Producătoare sau Neproducătoare.

Rezervele Dezvoltate Producătoare – Rezervele Dezvoltate Producătoare se așteaptă să fie recuperate la încheierea unor intervale deschise și să producă la momentul estimării. Rezervele producătoare îmbunătățite se consideră că produc doar după ce proiectul de recuperare îmbunătățit este în funcțiune.

Rezervele Dezvoltate Neproducătoare – Rezervele Dezvoltate Neproducătoare includ Rezervele limitate (shut-in) și cele behind-pipe. Rezervele limitate se așteaptă să fie recuperate (1) la încheierea unor intervale de timp care sunt deschise la momentul estimării dar care n-au început încă să producă, (2) puțuri care au fost limitate pentru condiții de piață sau conexiuni cu conducte, sau (3) puțuri care n-au putut produce din motive mecanice. Rezervele „behind-pipe” se așteaptă să fie recuperate din zone cu puțuri existente care vor avea nevoie de lucrări suplimentare de completare sau de viitoare recompletare înainte de începerea producției. În toate cazurile, producția poate fi inițiată sau restabilită cu cheltuieli relativ mici comparativ cu costul forării unui nou puț.

Rezerve Nedezvoltate – Rezervele Nedezvoltate sunt cantitățile care se așteaptă să fie recuperate prin intermediul unor investiții viitoare: (1) din puțurile noi pe suprafețele neforate din acumulările cunoscute, (2) din adâncirea puțurilor existente până la un rezervor diferit (dar cunoscut), (3) din puțurile de mare adâncime ceea ce va mări capacitatea de recuperare, sau (4) acolo unde este necesară o cheltuială relativ mare (de ex. comparativ cu costul forării unui nou puț) pentru (a) a recompleta un puț existent, sau (b) pentru a instala facilitățile de producție sau de transport pentru proiecte de recuperare primară sau îmbunătățită.

Măsura în care rezervele probabile și posibile pot fi în final reclasificate drept rezerve dovedite depinde de viitoarea forare, testare și performanță a puțului. Gradul de risc care trebuie aplicat la evaluarea rezervelor probabile și posibile este influențat de factori economici și tehnologici ca și de elementul timp. Rezervele probabile și posibile din acest raport n-au fost ajustate luând în considerare aceste riscuri suplimentare pentru a le face comparabile cu rezervele dovedite.

Estimarea rezervelor

Estimările rezervelor au fost elaborate folosind principiile adecvate geologice, tehnice și tehnicile de evaluare care sunt în concordanță cu practicile general recunoscute în industria petrolieră și conforme cu definițiile stabilite prin PRMS. Metoda sau combinația de metode folosită la analiza fiecărui rezervor a fost temperată de experiența cu rezervoare similare, stadiul dezvoltării, calitatea și completitudinea datelor de bază și istoricul producției.

Acolo unde a fost aplicabil, s-a utilizat metoda volumetrică pentru stabilirea cantităților originale de petrol existente. Estimările au fost elaborate folosind diferite tipuri de jurnale, analize ale miezului și alte date disponibile. Părțile superioare ale formației, grosimea netă și valorile reprezentative pentru grosimea rocii care contribuie la o producție viabilă (net pay thickness), porozitatea și saturațiile cu fluid interstițial au fost utilizate pentru elaborarea hărților structurale pentru delimitarea fiecărui rezervor și a hărților cu isopahite pentru estimarea volumelor rezervorului. Acolo unde au fost disponibile date adecvate și unde circumstanțele au justificat acest lucru, s-au folosit metodele bilanțului material și alte metode tehnice pentru estimarea petrolului original existent.

Estimările recuperării finale au fost obținute prin aplicarea factorilor de eficiență a recuperării la cantitățile originale de petrol existente. Acești factori s-au bazat pe considerarea tipului de energie inerentă în rezervor, pe analiza proprietăților fluidului și a rocii, pe poziția structurală a proprietăților și pe istoricul producției. În unele cazuri, s-au făcut comparații cu rezervoare similare producătoare în zona în care au fost disponibile date mai complete.

Acolo unde au fost disponibile date adecvate și circumstanțele au justificat acest lucru, s-au folosit metodele bilanțului material și alte metode tehnice pentru estimarea factorilor de recuperare a petrolului. În aceste cazuri, parametri de performanță ai rezervorului, cum ar fi producția cumulată, rata de producție, presiunea rezervorului, comportamentul raportului gas-petrol și producția de apă au fost luați în considerare la estimarea eficiențelor de recuperare pentru determinarea recuperării finale brute.

Pentru rezervoarele de tip în epuizare sau alte rezervoare la care performanța a relevat un declin constant al tendințelor ratei de producție sau alte caracteristici de diagnostic, rezervele au fost estimate prin aplicarea curbelor adecvate de declin sau a altor relații de performanță. La analiza curbelor de declin, rezervele au fost estimate doar în limitele producției economice sau a datelor de expirare ale licențelor, oricare ar fi prima dintre acestea.

În anumite cazuri în care metodele amintite anterior n-au putut fi folosite, rezervele au fost estimate prin analogie cu rezervoare similare pentru care au fost disponibile date mai complete.

Estimările rezervelor prezentate aici s-au bazat pe luarea în considerare a datelor de producție zilnică sau lunară la iunie 2013. Alte date disponibile la data de 30 iunie 2013 au fost folosite pentru elaborarea estimărilor din acest raport. Acolo unde a fost aplicabil, producția cumulată la data de 30 iunie 2013 a fost dedusă din recuperarea finală brută pentru a determina rezervele estimate brute.

Estimările privind cantitatea de gaz raportate aici sunt exprimate ca vânzări de gaz la o presiune de 14.7 pounds per inch pătrat absolut (psia) și o temperatură de bază de 60 grade Fahrenheit (°F). Rezervele de gaz pentru vânzare sunt definite ca gazul total produs din rezervor după reducerile făcute pentru contracția rezultată din separarea câmpului, prelucrare, erupție, utilizarea combustibilului și alte pierderi.

Rezervele condensate raportate aici urmează să fie recuperate prin separarea normală a câmpului. În estimările condensatelor, 1 baril este egal cu 42 U.S. galoni.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

Pentru acest raport, incertitudinile tehnice și comerciale au fost luate în considerare în fiecare caz în afara evenimentelor politice în curs la o anumită locație. Toate contractele, regulamentele și acordurile în vigoare la 30 iunie 2013 au fost considerate valabile în ceea ce privește termenii lor, conform celor declarate de Romgaz.

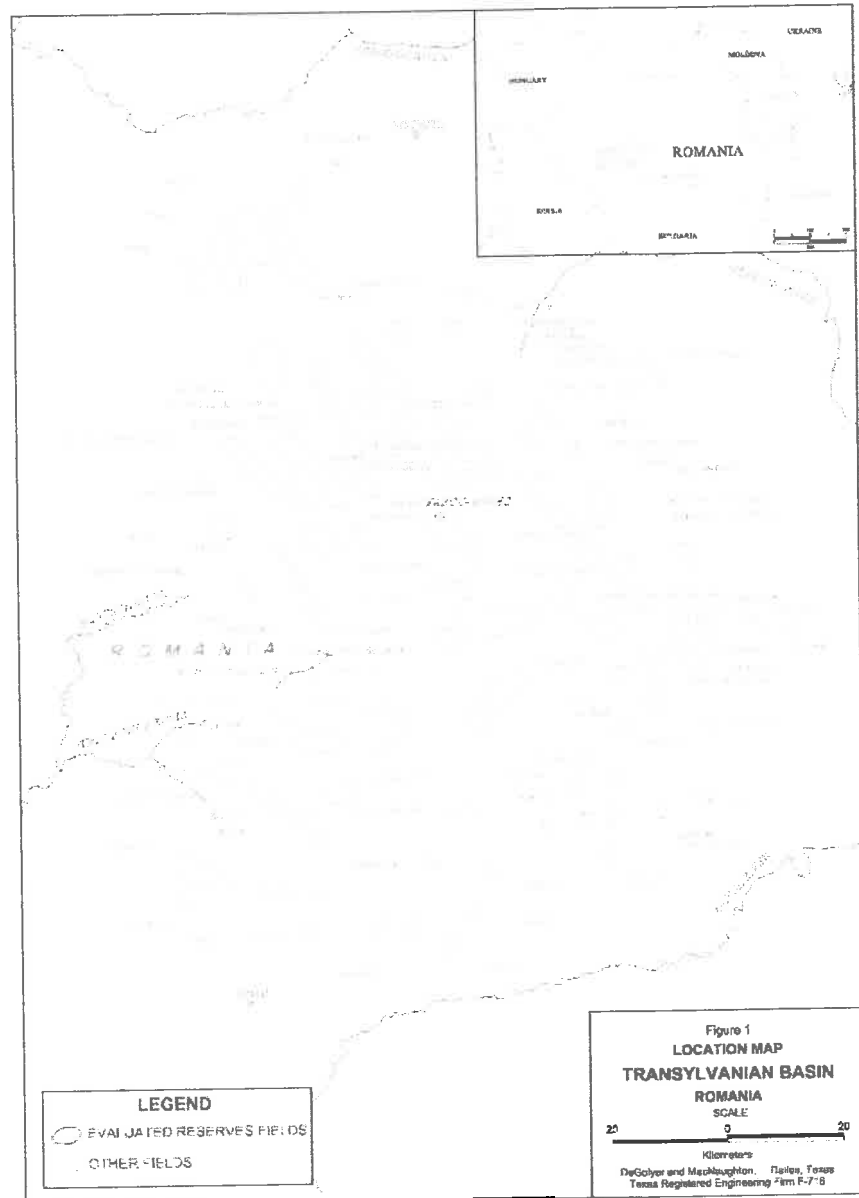
Procedură și metodologie

Romgaz a declarat că deține o participație în mutiple câmpuri, descoperiri, câmpuri de depozitare a gazului și prospecțiuni din România, care au fost evaluate în acest raport. Activitățile de extracție a petrolului și gazelor au continuat în România timp de mai bine de 150 de ani. În tot acest timp, au fost descoperite 800 de acumulări de petrol și/sau gaze.

Munții Carpați reprezintă trăsătura geologică dominantă de suprafață în România. Ei fac parte dintr-o centură orogenică est-vest care se întinde peste porțiunea sudică a continentului eurasiatic, de la Pirinei și Alpi la vest până la munții Caucaz și Himalaia la est. Amplasarea și înălțarea acestei centuri orogenice este în mare măsură controlată de deschiderea și închiderea Oceanului Tetis în timpul perioadei de la Triasic la Cretacic și respectiv din Cretacic în Miocen.

Munții Carpați au o înălțare în cută sigmoidală fiind localizați în cea mai mare parte în România. Ei se întind la nord până în Ucraina și Slovacia ca o prelungire estică a Alpilor iar la sud până în Serbia și Bulgaria unde se unesc cu Balcanii. În România, Carpații formează un arc deschis spre nord-vest. Majoritatea înălțărilor au avut loc între Cretacic și Miocen ca rezultat al alunecării plăcii Tetis și a coliziunii cu blocurile cratonice mai vechi de la sud. Format ca rezultat al comprimării, stilul structural predominant este caracterizat de numeroase falii de contra presiune și straturi superioare eșalonate. Carpații interior sunt compuși din roci Precambriene și roci metamorfice din Paleozoicul timpuriu. Carpații exterior sunt un fliș din perioada Cretacică până în Miocen care a fost împins peste marginea europeană relativ neformată și crusta continentală ridicată.

Majoritatea producției de gaz vine din trei zone: Bazinul Transilvaniei (figura 1), Platforma Moesiei (Figura 2), și Platforma Moldovei (Figura 3).



MINISTERUL JUSTITIEI
PATRASCANU VALENTINA
Nr 11770
TRADUCATOR AUTOMIZAT

Bazinul Transilvaniei este o depresiune de formă aproximativ circulară situată în întregime în România și acoperind aproximativ 20.000 kilometri pătrați. El este plasat între elevația arcuită a Carpaților la sud, est și nord și Munții Apuseni la vest.

Bazinul Transilvaniei poate fi împărțit în două secvențe verticale pe baza stilului structural și a tipului de roci. Aceste două secvențe, care sunt separate de un strat regional de sare Miocenă, sunt denumite sub-stratul de sare și post-stratul de sare. Intervalul sub-stratul de sare este caracterizat de numeroase grabene de subsol care sunt mărginite de falii normale. Aceste grabene sunt umplute cu ofiolite Triasice care sunt acoperite de roci organice marine și carbonați. Pe baza stilului structural descris și a tipurilor de roci, această secvență este tipică pentru bazinele de rift și este probabil legată de deschiderea Oceanului Tetis. Dimensiunea acumulărilor de petrol și gaze din secvența sub-stratul de sare nu este bine cunoscută datorită puținelor puțuri de penetrare. Secvența post-strat de sare constă dintr-un fliș relativ nedeformat din Miocenul mijlociu care este acoperit de melasa (sediment moale, nisipos) mai tânără derivată din falia ascendentă Carpatică adiacentă. Aceste sedimente post-strat de sare se îngroașă în principal către porțiunea centrală a bazinului indicând faptul că alunecarea descendentă devenise importantă în acea perioadă. Majoritatea acumulărilor cunoscute de petrol și gaze din Bazinul Transilvaniei se găsesc în secvența post-strat de sare.

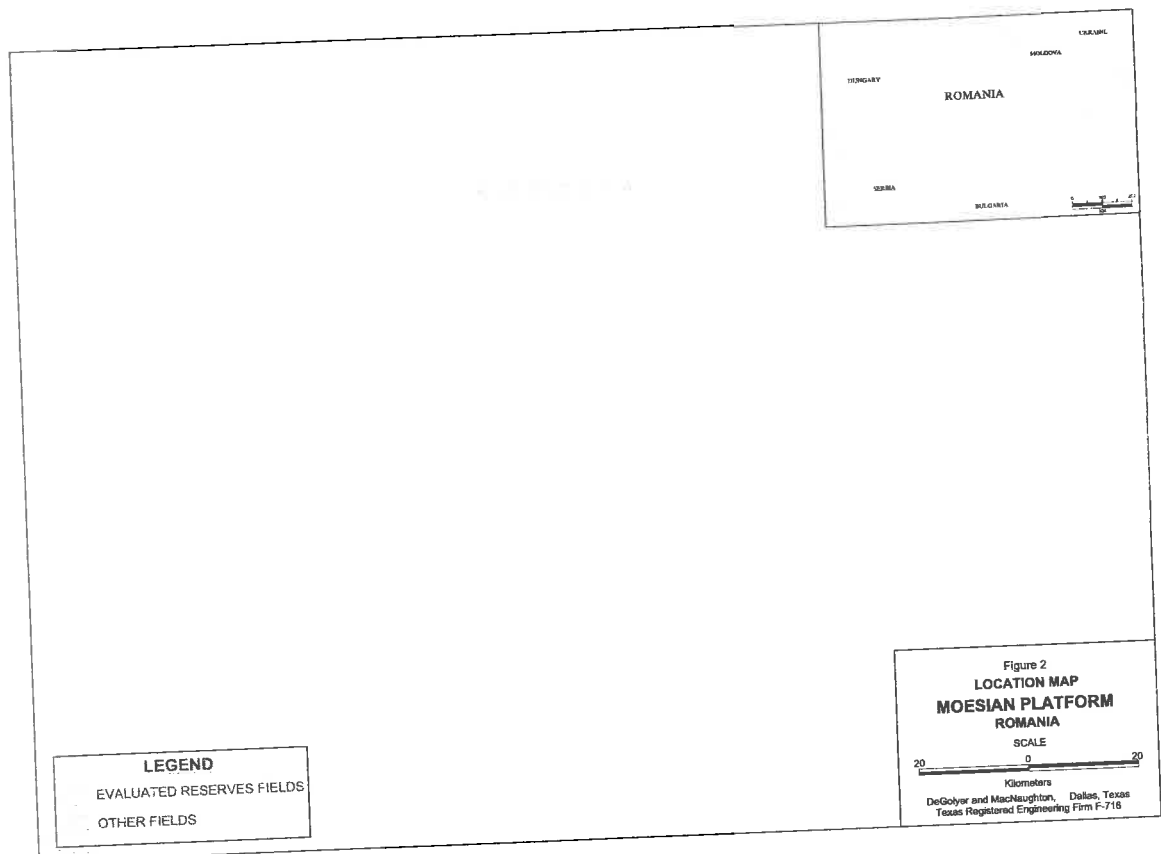
Conform estimărilor publicate, Bazinul Transilvaniei, având mai mult de jumătate din rezervele țării, este principala sursă de gaze naturale din România. Majoritatea producției de gaze provine din capcanele tectonice ale reliefului inferior care sunt susținute de mișcarea ascendentă a stratului de sare de dedesupt. Gazul natural colectat stratigrafic se găsește de asemenea în Bazinul Transilvaniei. Deoarece este puțin probabil că hidrocarburile au putut migra foarte departe datorită naturii secțiunii sedimentare post-strat de sare, se consideră că majoritatea rocilor sursă sunt situate în stricta proximitate a intervalului rezervorului.

Rezervoarele sunt clastice laminate, post-sare, a căror grosime poate fi subestimată prin folosirea uneltelor convenționale de carotaj geofizic. Datorită incertitudinii asociată estimării proprietăților rezervorului la rezervoarele laminate folosind carote netubate, testele de flux sunt cele folosite de obicei pentru evaluarea calității rezervorului. Intervalele rezervoarelor sunt discontinui și pot fi corelate doar pe

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

distanțe scurte, de obicei în cadrul unui câmp sau al unei acumulări. Corelarea rezervoarelor pe distanțe mai mari poate fi problematică. Porozitățile medii ale rezervorului sunt între 11 și 24 la sută.

Majoritatea gazului natural din Bazinul Transilvaniei este mai degrabă biogen decât termogen la origine. Compoziția sa este aproape 100 la sută metan cu cantități minore de dioxid de carbon (CO₂) și azot (N₂). Există un număr mic de câmpuri care se află în stricta proximitate a vulcanilor din Neogen ce conțin concentrații mult mai mari de CO₂ și N₂. Originea gazului natural din aceste câmpuri este cel puțin parțial termogenă.



Platforma Moesică este situată la sud și sud est de falia de ascensiune Carpatică sudică și se întinde către sud până în nordul Bulgariei. Ea reprezintă un bloc cratonic ridicat care a fost amplasat pe marginea sudică a cratonului European în timpul Cretacicului prin alunecarea descendentă a plăcii Tetis.

MINISTERUL JUSTIȚIEI
PĂTRĂȘCANU VALENTINA
Nr 11770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT

Pe baza diferitelor tipuri tectonice, Platforma Moesică poate fi împărțită la sfârșitul Cretacicului în secvențe verticale mai vechi și mai tinere. Straturile mai vechi sunt de obicei așezate plan cu numeroase grabene care sunt mărginite de falii normale. Acest lucru este caracteristic pentru tectonicele de extensie asociate cu elevații și concură cu deschiderea Oceanului Tetis. Frecvența acestor falii normale și grabene asociate este independentă de distanța față de Carpați. Rezervoarele de petrol și gaze care prezintă tectonice de extensie se găsesc în Mezozoic și în Paleozoicul târziu. Acestea sunt carbonați marini și clastice. Pungile sunt fie stratigrafice, fie structuri de relief jos. Porozitățile medii ale rezervorului sunt între 16 și 28 la sută.

Secvența straturilor mai tinere prezintă o modificare către tectonicele de compresie asociate cu închiderea Oceanului Tetis. Acest lucru se poate vedea în zonele Platformei Moesiane adiacente faliei ascendente Carpatice. Aceste zone sunt dominate de o serie de straturi de acoperire puternic faliat din Cretacicul Târziu (și mai tinere).
Cu toate



MINISTERUL JUSTIȚIEI
PĂTRĂSCANU VALENTINA
Nr 11770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT

acestea, pe măsură ce crește distanța față de Carpați, platforma devine mai stabilă iar straturile capătă o geometrie plană și mai puțin failiată. Această secvență mai tânără a fost împinsă peste straturile mai vechi în timpul orogeniei Carpatice.

Rezervoarele de petrol și gaze care prezintă tectonice de compresie se găsesc în majoritate în apropierea Carpaților. Aceste straturi de învelise puternic faliat constând din molasa Miocenă au derivat din falia ascendentă adiacentă. Pungile sunt structurale iar acumulările sunt compartimentate datorită falierii. Porozitățile medii ale rezervorului sunt între 16 și 28 la sută.

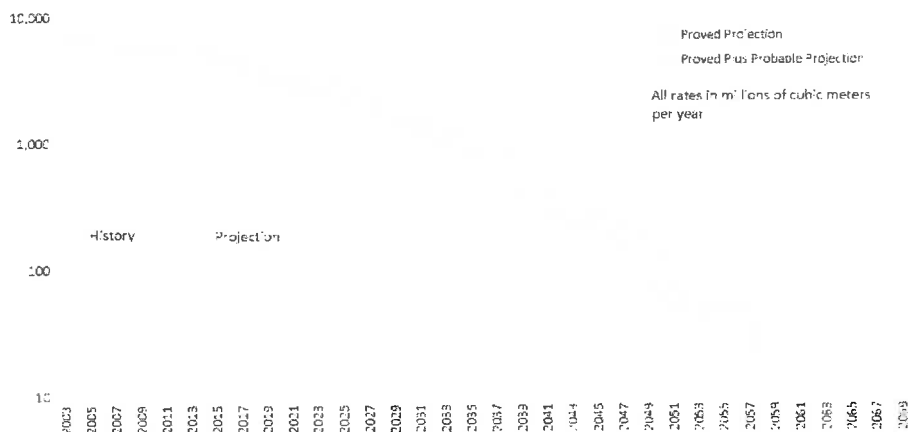
Platforma Moldovei este situată între Munții Carpați de răsărit până la vest și Scutul Ucrainean la nord-est. Spre deosebire de Bazinul Transilvaniei și Platforma Moesiană, subsolul nu este compus din crustă ascendentă ci reprezintă marginea originală a platoului European. Straturile Cretacice și mai vechi sunt caracterizate de grabene mărginite de falii normale indicând proximitatea cu ruptura concurentă cu deschiderea Oceanului Tetis. Straturile mai tinere constau din straturi superioare de acoperire puternic faliat cu originea în Munții Carpați. Frecvența faliilor de împingere descrește pe măsură ce ne îndepărtăm de falia ascendentă. Această configurație este similară cu Platforma Moesiană. Porozitățile medii ale rezervorului sunt între 14 și 21 la sută.

Estimările rezervelor pentru câmpurile Romgaz s-au bazat în principal pe analiza performanței și analogiei, îmbunătățită cu analiza volumetrică acolo unde a fost posibil. Condensatul este produs pe un număr foarte limitat de câmpuri, și deci rezervele primare sunt de gaz. Compresia a fost luată în considerare acolo unde era instalată sau instalarea era planificată. Dezvoltarea câmpului include în mod tipic reumplerea și forarea pe un număr de câmpuri selectate.

Analiza performanței a constat din analiza curbei de declin și calculele bazate pe bilanțul material acolo unde au existat date suficiente. Analiza curbei de declin s-a aplicat în mod tipic la nivelul câmpului sau rezervorului; cu toate acestea, analiza individuală a puțului a fost revizuită și, în unele cazuri limitate, a fost o abordare care a dat mai multe indicii. Separarea performanței rezervorului de bază, fără activitatea de forare și reumplere, a fost importantă pentru înțelegerea tendințelor performanței. Ratele anuale de bază ale declinului au variat de la 4 la sută până la 13 la sută. Disponibilitatea estimărilor a fost importantă pentru a înțelege plajele de incertitudine ale platoului acolo unde câmpurile nu erau încă în declin. Au fost disponibile date limitate privind presiunea, dar s-au folosit presiunile extrapolate și cele date de presiune

statică de la fundul sondei în combinație cu presiunile fluxului de suprafață pentru a estima factorii de recuperare folosind bilanțul material, acolo unde a fost posibil.

Figure 4
Gas Production History and Projection
Total of Fields Evaluated for Romgaz
Romania



Pentru forările forările și recompletările planificate s-a folosit analiza statistică a performanței istorice, cu accentul pe activitatea mai recentă, pentru dezvoltarea plajelor de așteptare a rezultatelor pentru estimările rezervelor. Acolo unde au fost disponibile date, s-a folosit analiza volumetrică a rezervoarelor pentru a restrânge limitele performanței și recuperării pentru dezvoltările viitoare.

Rezervele dovedite dezvoltate s-au bazat în general pe performanța rezervorului subteran al puțurilor existente așa cum a fost proiectată din analiza de performanță. Rezervele dovedite nedezvoltate includ recuperarea suplimentară estimată din compresia planificată, recompletările puțurilor existente și forarea de puțuri. Rezervele probabile includ luarea în considerare a așteptărilor care sunt mai mari decât cele pentru rezervele dovedite referitor la performanța producției delinurilor superficiale din puțurile existente, rate inițiale mai ridicate pentru noile recompletări și puțuri forate și recuperarea volumetrică ce se încadrează în gama puțurilor cu performanță mai bună. Figura 4 descrie proiecțiile dovedite și dovedite plus probabile în timp ce rezumatele rezervelor dovedite și dovedite plus probabile sunt prezentate în Tabelele A-1 și A-2. Rezervele posibile includ o performanță largă în gama constatată pentru puțurile mai bune ca și un nivel mai ridicat al activității pe toată durata de viață a câmpului.

În general, factorii de recuperare a gazului se apropie de 90 la sută pe mai multe câmpuri mature și variază de la 55 la sută la 85 la sută pe majoritatea câmpurilor. O majoritate semnificativă a rezervelor pentru câmpuri a fost dezvoltată, cu mai puțin de 10 la sută din rezerve asociate cu forări, reumpleri și compresii. Câmpul Filiteinic este cel mai mare câmp evaluat, și aproape 90 la sută din rezervele câmpului sunt dezvoltate în puțurile existente. Câmpul Tauni este un exemplu al unui număr limitat de câmpuri în care rezervele nedezvoltate sunt o componentă mai importantă, la aproximativ 25 la sută, a rezervelor generale ale câmpului. Există 17 câmpuri cu peste 1 miliard de metri cubi de rezerve de gaz dovedite per câmp, iar câmpul mediu are aproximativ 450 milioane metri cubi de rezerve dovedite de gaz per câmp.

Există șase câmpuri de depozitare a gazului evaluate. În acele câmpuri, gazul nativ, care acționează ca o pernă de gaz în procesul de depozitare, reprezintă singurele rezerve din acele câmpuri. Cantitățile depozitate nu se califică drept rezerve. Aceste cantități ale rezervelor sunt estimate pe baza datelor de presiune disponibile, a informațiilor privind descoperirea și a informațiilor istorice privind îndepărtarea și injecția.

Rezervele dovedite, probabile și posibile brute și nete de gaz și condensat atribuibile lui Romgaz evaluate aici la data de 30 iunie 2013 sunt rezumate mai jos, exprimate în milioane de picioare cubice (10^6ft^3), mii de barili (10^3bbl), milioane de metri cubi (10^6m^3), și mii de metri cubi (10^3m^3):

	Rezumatul rezervelor – Unități engleze					
	Gaz			Condensat		
	Dovedite (10^6ft^3)	Probabile (10^6ft^3)	Possible (10^6ft^3)	Dovedite (10^3bbl)	Probabile (10^3bbl)	Possible (10^3bbl)
Brut	2,207,363	467,389	418,266	0	18	13
Net	2,192,425	464,634	416,007	0	18	13

Notă: Rezervele probabile și posibile n-au fost ajustate la risc pentru a le face comparabile cu rezervele dovedite.

	Rezumatul rezervelor – Unități metrice					
	Gaz			Condensat		
	Dovedite (10^6m^3)	Probabile (10^6m^3)	Possible (10^6m^3)	Dovedite (10^3m^3)	Probabile (10^3m^3)	Possible (10^3m^3)
Brut	62,506	13,235	11,844	0	3	2
Net	62,083	13,157	11,780	0	3	2

Notă: Rezervele probabile și posibile n-au fost ajustate la risc pentru a le face comparabile cu rezervele dovedite.

Definiția resurselor neprevăzute

Resursele de petrol incluse în acest raport sunt clasificate drept resurse neprevăzute și au fost elaborate conform cu PRMS aprobat în martie 2007 de Societatea Inginerilor Petroliști, Consiliul Mondial al Petrolului, Asociația Americană a Geologilor Petroliști și Societatea Inginerilor Petroliști Evaluatori. Datorită lipsei lor de vandabilitate sau a insuficienței dezvoltării a forajului, resursele neprevăzute de aici nu pot fi clasificate drept rezerve. Resursele de petrol sunt clasificate astfel:

Resursele neprevăzute – Acele cantități de petrol estimate, la o anumită dată, ca fiind potențial recuperabile din acumulări cunoscute prin aplicarea proiectelor de dezvoltare, dar care nu sunt în prezent considerate a fi recuperabile comercial datorită unuia sau mai multor elemente neprevăzute.

Pe baza presupunerilor privind condițiile viitoare și a impactului lor asupra viabilității economice finale, proiectele clasificate în prezent drept Resurse ăzute pot fi împărțite în mare în trei grupuri pe baza situației lor economice:

Resursele Neprevăzute Marginale – Acele cantități asociate cu proiectele fezabile tehnic care sunt fie economice în prezent, fie proiectate să devină economice cu îmbunătățiri previzionate rezonabil a condițiilor comerciale dar care nu sunt angajate pentru dezvoltare datorită unuia sau mai multor elemente neprevăzute.

Resursele Neprevăzute Sub-Marginale – Acele cantități asociate descoperirilor pentru care analiza indică faptul că proiectele de dezvoltare fezabile tehnic nu vor fi și economice și/sau alte elemente ăzute nu vor fi satisfăcute printr-o îmbunătățire previzionată rezonabil a condițiilor comerciale. Aceste proiecte ar trebui totuși păstrate în inventarul resurselor descoperite în așteptarea unor schimbări majore ăzute ale condițiilor comerciale.

Resursele Neprevăzute Nedeterminate – Acolo unde evaluările sunt incomplete astfel încât este prematur să se definească în

mod clar probabilitatea vandabilității lor, este acceptabil să menționăm că statutul aceluia proiect este de „nedeterminat”.

Estimarea cantităților resurselor pentru o acumulare este supusă atât incertitudinilor tehnice cât și comerciale și, în general, poate fi citată ca o plajă. Plaja de incertitudini reflectă o gamă rezonabilă de volume potențial recuperabile estimate. În toate cazurile, plaja de incertitudini este dependentă de cantitatea și calitatea datelor tehnice și comerciale disponibile și se poate modifica pe măsură ce sunt disponibile mai multe date.

Estimări 1C (Minime), 2C (Ideale), și 3C (Maxime) – Estimările resurselor de petrol din acest raport sunt exprimate folosind termenii de estimare 1C (minimă), 2C (ideală), și 3C (maximă) pentru a reflecta plaja de incertitudini.

Estimarea Resurselor Neprevăzute

Estimările resurselor neprevăzute au fost elaborate folosind principiile și tehnicile de evaluare adecvate geologice, de inginerie petrolieră care sunt în concordanță cu practicile general recunoscute de industria petrolieră și conforme cu definițiile stabilite prin PRMS. Metoda sau combinația de metode folosită pentru analiza fiecărui rezervor a fost temperată cu experiența la rezervoare similare, stadiul de dezvoltare, calitatea și completitudinea datelor de bază și istoricul producției.

Metoda volumetrică a fost folosită pentru estimarea cantităților originale de petrol existente. Au fost elaborate hărți de structură pentru a delimita fiecare rezervor și hărți cu isopahite pentru estimarea volumului rezervorului. Jurnale electrice, jurnale de radioactivitate, analize ale miezului și alte date disponibile au fost utilizate pentru elaborarea acestor hărți ca și valorile reprezentative estimate ale porozității și saturației apei. Atunci când au fost disponibile datele adecvate și circumstanțele au justificat acest lucru, s-au folosit metodele bilanțului material și cele tehnice pentru estimarea petrolului original existent.

Estimările recuperării finale au fost obținute după aplicarea factorilor de recuperare la cantitățile originale de petrol existent. Acești factori de recuperare s-au bazat pe considerarea tipului de energie inerentă în rezervor, analize ale proprietăților fluidului și rocilor și pe poziția structurală a proprietăților.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

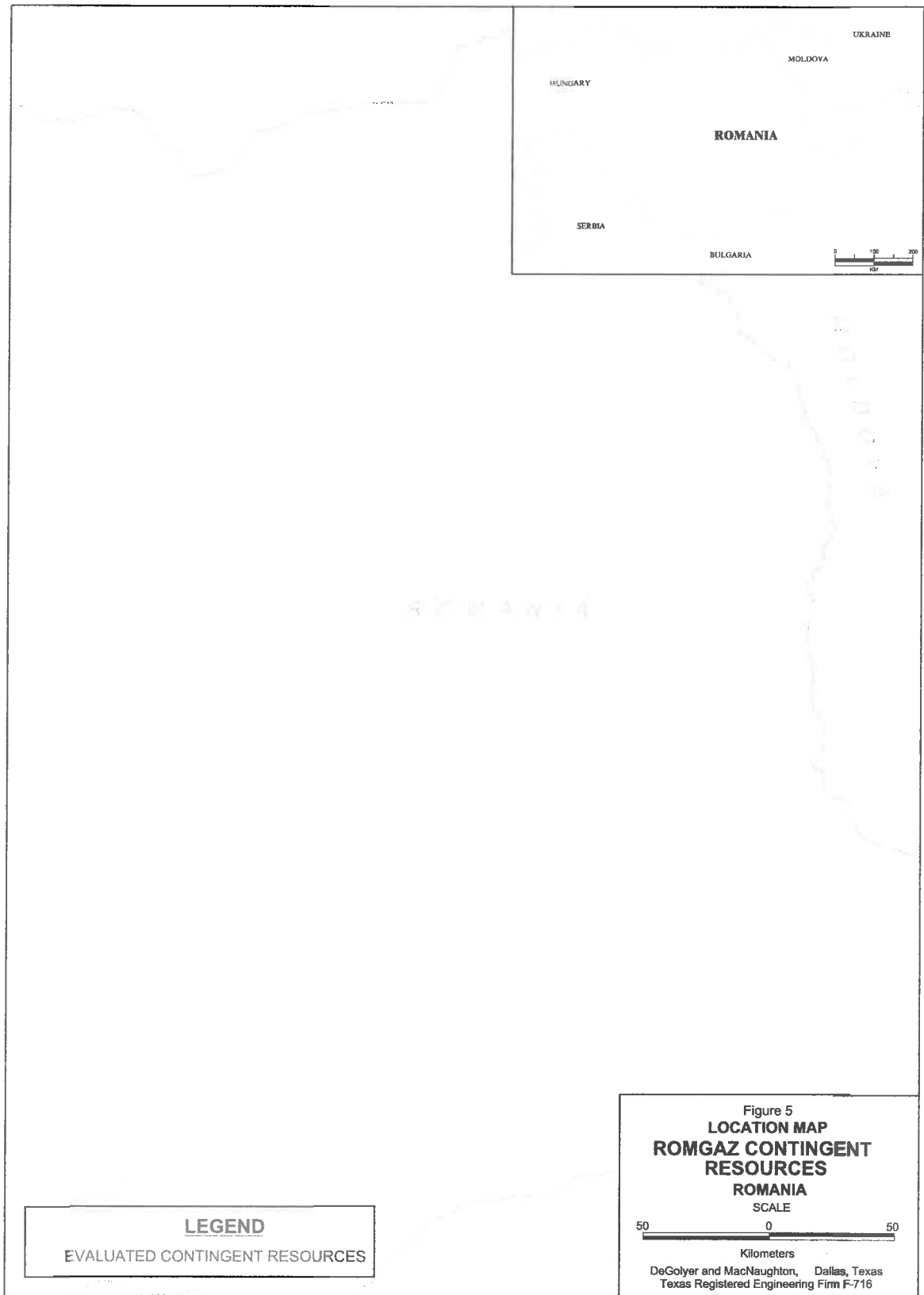
În anumite cazuri, atunci când metodele amintite anterior n-au putut fi folosite, resursele neprevăzute au fost estimate prin analogie cu puțuri sau rezervoare similare pentru care au fost disponibile date mai complete.

Estimările resurselor neprevăzute prezentate aici se bazează în general pe considerarea rezultatelor forării, pe analizele datelor geologice disponibile, pe rezultatele testelor de puț, presiuni și alte date disponibile până la 30 iunie 2013. Starea dezvoltării și starea economică reprezintă starea aplicabilă la data de 30 iunie 2013.

Estimările cantității de gaze raportate aici sunt exprimate în vânzări de gaz la o presiune de bază de 14.7 psia și o temperatură de bază de 60 °F. Resursele neprevăzute de gaz pentru vânzări sunt definite ca gazul total produs dintr-un rezervor după reducerea pentru contracția rezultată din separarea câmpului, procesare, erupție, utilizarea combustibilului și alte pierderi.

Resursele neprevăzute condensate raportate aici urmează a fi recuperate prin separarea normală a câmpului. În estimările condensatului, 1 baril este egal cu 42 U.S. galoni. Resursele neprevăzute condensate sunt estimate ca fiind zero pentru descoperirile evaluate aici.

MINISTERUL JUSTITIEI
PĂTRĂSCANU VALENTINA
Nr 1770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT



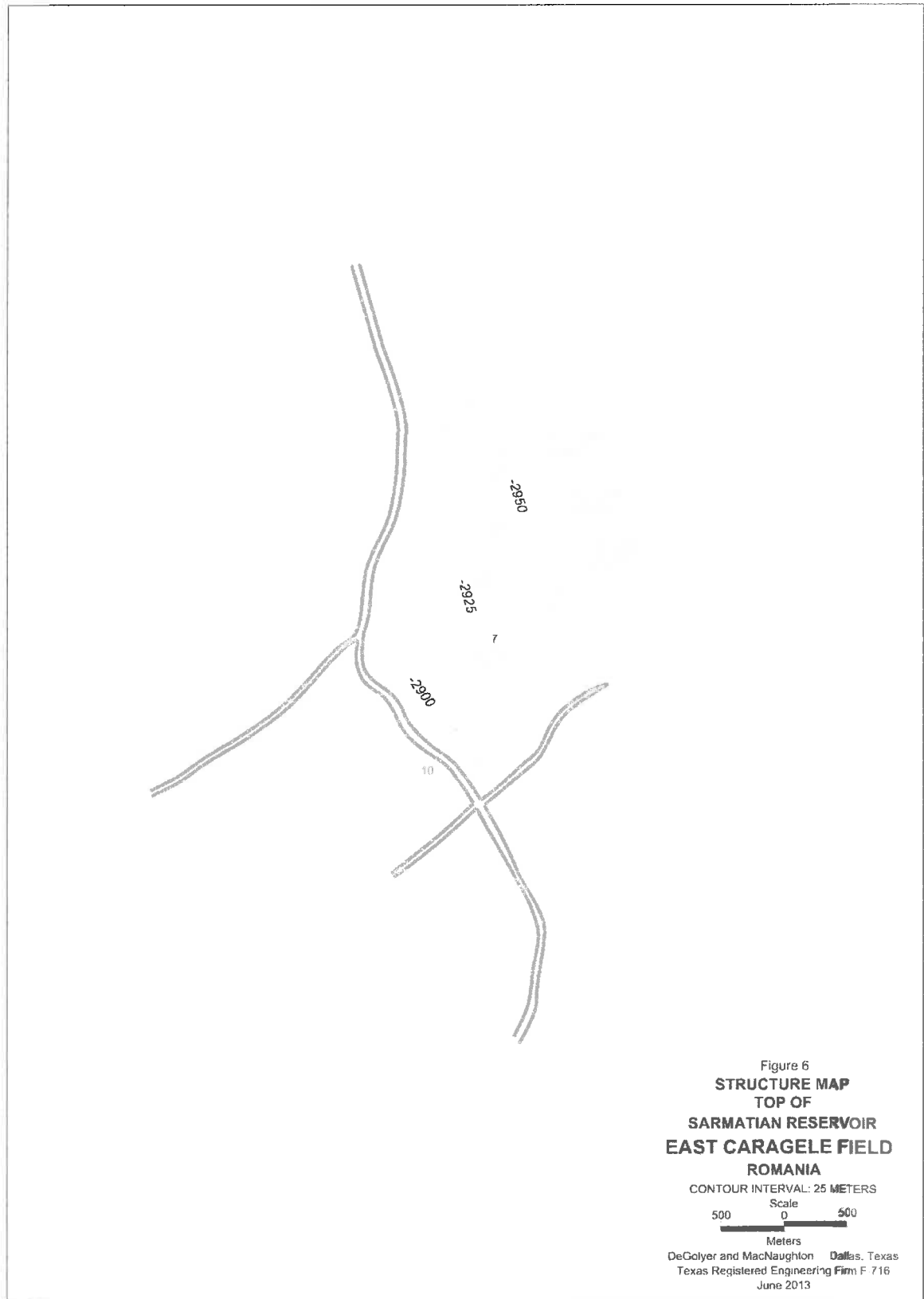
MINISTERUL JUSTITIEI
PĂTRĂSCANU VALENTINA
Nr 11770
TRĂDUCĂTOR AUTORIZAT

Procedură și metodologie

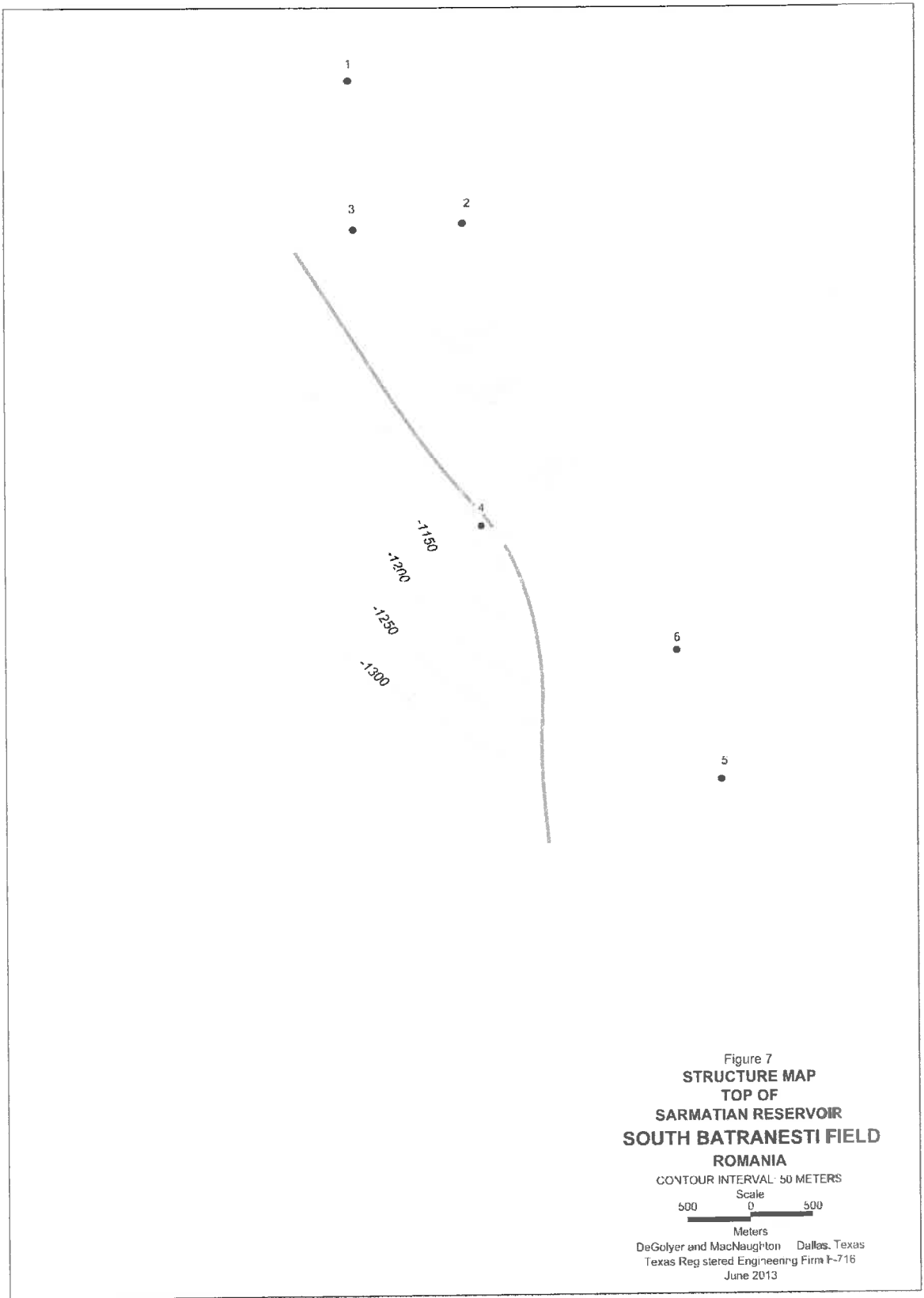
Cantitățile din 21 de descoperiri fiind considerate pentru dezvoltare (Figura 5) au fost clasificate drept resurse neprevăzute pe baza mai multor elemente neprevăzute, incluzând o lipsă de angajare pentru dezvoltare, programarea nesigură a dezvoltării și lipsa de maturitate a infrastructurii de transport și de marketing. Estimările resurselor neprevăzute s-au bazat pe analiza volumetrică a câmpurilor, încorporând elaborarea hărților structurale și cu isopahite, ca și așteptările de recuperare bazate pe proprietățile rocii și amplasarea geologică. Gazul estimat existent pentru câmpurile de resurse neprevăzute a variat de la 15 milioane metri cubi până la 2.433 milioane metri cubi. Recuperările estimate au variat de la 45 la 85 la sută din gazul original existent pentru cele 21 de descoperiri evaluate. Estimările 1C s-au bazat pe volumul din cazul scăzut existent și factorul de recuperare, iar estimările 2C s-au bazat pe estimarea gamei medii a gazului original existent și pe recuperare. Estimările 3C s-au bazat pe o așteptare mai ridicată a recuperării și pe volumul existent la fața locului.

Sunt incluse aici hărți pentru trei câmpuri, dintre care unul în fiecare bazin sau platformă. Câmpul Caragele este pe Platforma Moesiană (Figura 6). Gazul original existent a fost estimat între 492 milioane metri cubi și 655 milioane metri cubi în două sub-seturi de Formațiuni Sarmațiene. Recuperarea a fost estimată la 70 la 80 la sută din gazul original existent. Câmpul Batranesti sud este pe Platforma Moldovei (Figura 7). Gazul original existent a fost estimat între 58 la 613 milioane metri cubi, iar recuperarea ca variind de la 75 la 85 la sută. Câmpul Bogatu Roman este în Bazinul Transilvaniei (Figura 8) și este unul dintre cele mai mari descoperiri nedezvoltate cu o gamă de gaz original existent de la 1.087 milioane metri cubi la 2.433 milioane metri cubi. Recuperarea a fost estimată ca slabă, variind de la 50 la sută la 60 la sută.

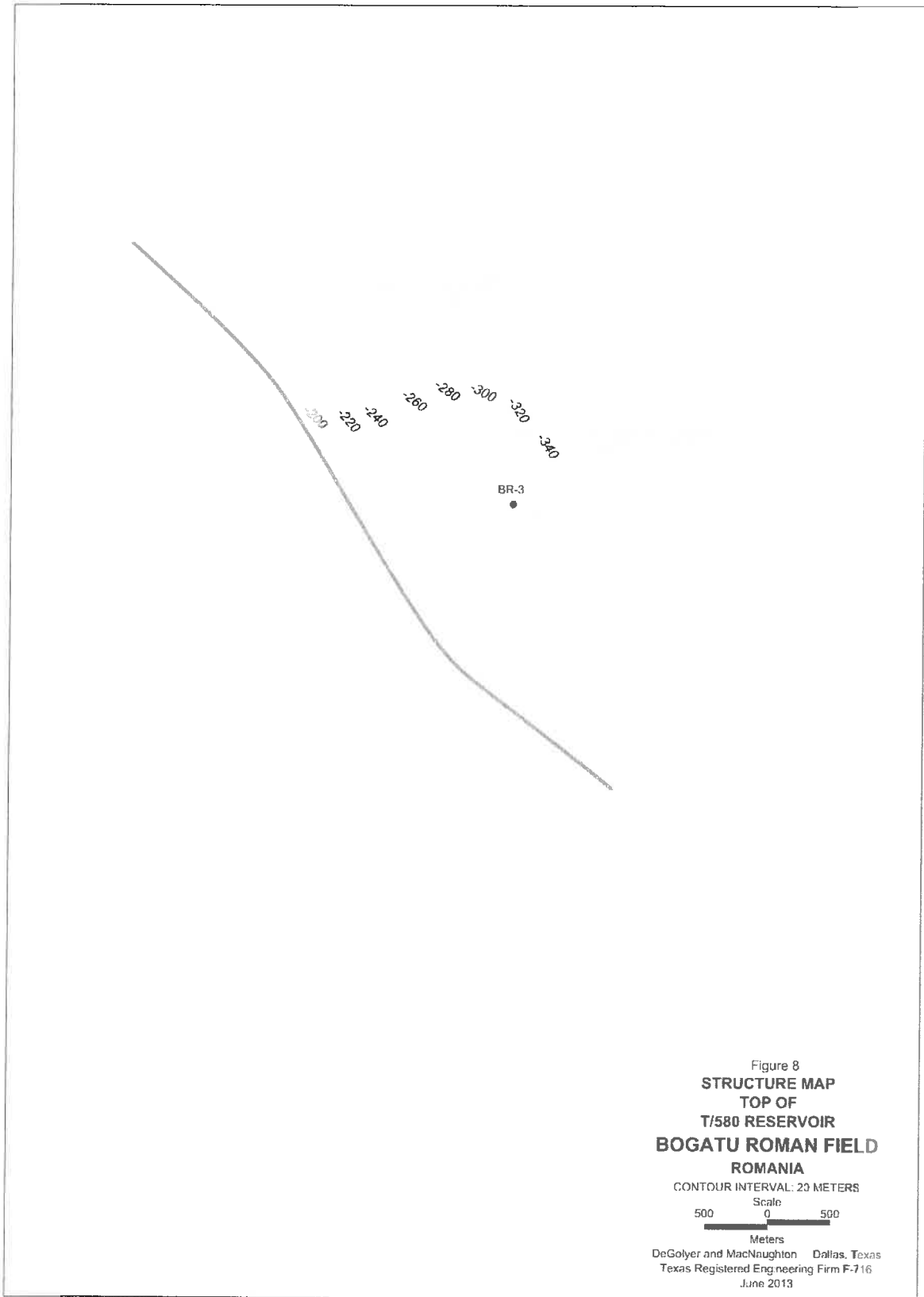
Toate resursele neprevăzute din acest raport au un statut economic de Nedeterminate, deoarece evaluarea acelor resurse neprevăzute este într-un stadiu în care este prematur să definim în mod clar probabilitatea finală de comercializare.



MINISTERUL JUSTITIEI
PĂTRĂSCANU VALENTINA
Nr 1770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT



MINISTERUL JUSTITIEI
PATRASCANU VALENTINA
Nr 1770
TRADUCATOR AUTORIZAT



MINISTERUL JUSTIȚIEI
PĂTRAȘCANU VALENTINA
Nr 11770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT

Resursele neprevăzute brute și nete de gaz și condensat care pot fi atribuite Romgazului evaluate aici, la 30 iunie 2013 sunt rezumate mai jos, exprimate în milioane de picioare cubice (10^6ft^3), mii de barili (10^3bbl), milioane de metri cubi (10^6m^3), și mii de metri cubi (10^3m^3):

	Resurse Neprevăzute – Unități engleze			
	Gaz		Condensat	
	Brut (10^6ft^3)	Net (10^6ft^3)	Brut (10^3bbl)	Net (10^3bbl)
1C	144,754	144,754	0	0
2C	300,242	300,242	0	0
3C	502,631	502,631	0	0

Note:

1. Aplicarea oricărui factor de risc la cantitățile resurselor neprevăzute nu face ca resursele neprevăzute să fie egale cu rezervele.
2. Nu există nici o certitudine că va fi viabil comercial să producă pe orice porțiune a resurselor neprevăzute evaluate aici.
3. Toate resursele neprevăzute din acest raport au statutul economic de Nedeterminate

	Resurse Neprevăzute – Unități metriche			
	Gaz		Condensate	
	Brut (10^6m^3)	Net (10^6m^3)	Brut (10^3m^3)	Net (10^3m^3)
1C	4,099	4,099	0	0
2C	8,502	8,502	0	0
3C	14,233	14,233	0	0

Note:

1. Aplicarea oricărui factor de risc la cantitățile resurselor neprevăzute nu face ca resursele neprevăzute să fie egale cu rezervele.
2. Nu există nici o certitudine că va fi viabil comercial să producă pe orice porțiune a resurselor neprevăzute evaluate aici.
3. Toate resursele neprevăzute din acest raport au statutul economic de Nedeterminate.

Evaluarea rezervelor

Valorile veniturilor din acest raport au fost elaborate folosind prețurile și costurile inițiale și ipotezele privind prețul și costul viitor specificate de Romgaz. Estimările veniturilor viitoare nete și ale valorii actuale ale rezervelor dovedite și dovedite plus probabile au fost elaborate conform cu PRMS. A fost evaluat un Caz de Bază cu prețuri

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

și costuri viitoare fără escaladare. Au fost evaluate un Caz Ridicat și un Caz Scăzut cu prețurile și costurile viitoare variabile. Rezervele brute și nete estimate aici s-au bazat pe ipotezele din Cazul de Bază.

În acest raport, valorile pentru rezervele dovedite și dovedite plus probabile s-au bazat pe proiecțiile producției viitoare estimate și pe veniturile elaborate pentru aceste proprietăți fără nici o ajustare la risc aplicată la rezervele probabile. Rezervele probabile implică riscuri substanțial mai mari decât rezervele dovedite. Valorile veniturilor pentru rezervele dovedite plus probabile n-au fost ajustate la astfel de riscuri; această ajustare ar fi necesară pentru a face ca valorile rezervelor probabile să fie comparabile cu valorile rezervelor dovedite.

Valorile veniturilor pentru rezervele dovedite și dovedite plus probabile au fost elaborate folosind metode general acceptate de industria petrolieră. Previziunile de producție pentru rezervele dovedite și dovedite plus probabile s-au bazat pe informațiile planului de dezvoltare furnizat de Romgaz pentru fiecare câmp.

S-au utilizat următoarele ipoteze pentru estimarea prețurilor și costurilor viitoare în cadrul Cazului de Bază:

Prețurile gazului și condensatului

Informațiile privind prețul gazului și al condensatului au fost furnizate de Romgaz. Prețurile de vânzare a gazului constau din media ponderată a ratelor rezidențiale și non-rezidențiale care sunt în curs de a fi dereglementate în următorii 6 și respectiv 2 ani. Porțiunea rezidențială reprezintă 30 la sută din prețul vânzărilor iar porțiunea non-rezidențială reprezintă 70 la sută din prețul vânzărilor. În consecință, prețul vânzărilor de gaze a variat de la 168,55 U.S.\$ per mii metri cubi la 363,08 U.S.\$ per mii metri cubi în anii viitori. Prețurile produsului au fost menținute constante după perioada de dereglementare pe toată durata de viață rămasă a câmpului. Nu s-a aplicat nici o escaladare generală pentru inflație. Detalii privind prețurile produsului sunt date mai jos:

MINISTERUL JUSTIȚIEI
PĂTRAȘCANU VALENTINA
Nr. 11770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

Anul	Preț Rezidențial (U.S.\$/10 ³ m ³)	Preț Non-Residențial (U.S.\$/10 ³ m ³)	Preț gaz ptr vânzare (U.S.\$/10 ³ m ³)	Preț gaz ptr profit neașteptat (U.S.\$/10 ³ m ³)	Condensat (U.S.\$/m ³)
2013	144.71	178.76	168.55	144.14	618.74
2014	160.36	295.89	255.23	151.20	618.74
2015	183.77	363.08	309.28	N.A.	618.74
2016	223.77	363.08	321.28	N.A.	618.74
2017	273.07	363.08	336.08	N.A.	618.74
2018	334.79	363.08	354.59	N.A.	618.74
2019					
înainte	363.08	363.08	363.08	N.A.	618.74

N.A. = nu este aplicabil.

Termeni fiscali

Activitățile române de explorare și producție funcționează în regim de redevență/impozit. Câmpurile românești sunt supuse unei scări variabile de redevențe bazată pe nivelul de producție. Redevența variază de la 3,5 la 13,5 la sută și se bazează pe producția fiecărui câmp. Redevența este determinată pe bază de câmp și este deductibilă din impozitul pe firmă. Impozitul pe firmă se plătește la o rată de 16 la sută la venitul impozabil. În plus față de impozitul pe firmă, există un „impozit pe profituri neașteptate” sau un impozit suplimentar pe profit de 60 la sută pe venitul suplimentar în creștere peste un preț al gazului de profit neașteptat stabilit la 144,14 U.S.\$ și 151,20 U.S.\$ per mii metri cubi care se aplică în 2013 și 2014. „Impozitul pe profitul neașteptat” este de asemenea deductibil din impozitul pe firmă.

Cheltuieli operaționale, costuri de capital și costuri de abandon

Estimările cheltuielilor operaționale, ale costurilor de capital și ale costurilor de abandon au fost elaborate folosind datele furnizate de Romgaz, care au constat din, dar nu limitat la acestea, programul de lucru și bugetul pentru fiecare câmp și/sau planul de dezvoltare pe termen scurt. În anumite situații, cheltuielile viitoare, fie mai mari, fie mai mici decât cheltuielile actuale, pot fi de asemenea folosite datorită modificărilor anticipate ale condițiilor de funcționare. N-a existat nici o escaladare generală aplicată cheltuielilor operaționale, costurilor de capital sau costurilor de abandon pentru inflație.

Cote de dezvoltare

Prin decret guvernamental, o „Cotă de dezvoltare” a fost stabilită ca fiind o cheltuială non-numerar, în valoare de 35 la sută din veniturile obținute din vânzările de gaz. Deoarece acesta este un angajament general de reinvestire al corporației luată în întregime, n-a fost luată ca o deducere pentru veniturile viitoare nete pentru câmpurile de gaz evaluate aici.

Cursuri Valutare

Toate valorile monetare din prezentul raport sunt exprimate în USD.

Venitul estimat și costurile ce pot fi atribuite participațiilor lui Romgaz în rezervele nete dovedite și rezervele nete dovedite plus viitoare la data de 30 iunie 2013, utilizând Cazul de Bază, sunt rezumate după cum urmează, exprimate în mii USD (10³ USD):

	Evaluare Rezerve Rezumat	
	Doyedite (10³ USD)	Dovedite plus Probabile (10³ USD)
Venit Brut Viitor	20.832.938	25.431.460
Cheltuieli operaționale	2.539.466	2.905.844
Costuri de Capital	83.676	142.584
Costuri abandon	239.334	240.753
Redevențe	1.501.953	1.834.496
Taxe Țara Gazdă	2.892.579	3.535.826
Venit Net Viitor	13.575.930	16.771.957
Valoare Actuală 8%	7.176.218	8.297.701
Valoare Actuală 10%	6.321.875	7.539.622
Valoare Actuală 12%	5.623.929	6.424.741
Valoare Actuală 15%	4.793.043	5.435.222

Notă: Valorile asociate rezervelor probabile nu au fost ajustate la risc pentru a putea fi comparate cu valorile rezervelor dovedite.

Sensibilități

Două cazuri de sensibilitate preț și cost au fost evaluate pentru prezentul raport: Cazul Inferior și Cazul Superior. Aceste sensibilități au avut la bază condițiile prevalente

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

la data de 30 iunie 2013, pentru a prezenta rezultatele alternative pentru viitoarele estimări ale venitului pentru rezervele estimate. În cazul sensibilităților, prețurile și costurile pot varia față de condițiile inițiale. Estimările rezervelor din prezentul pornesc de la scenariul Cazului de Bază și cantitățile din cazurile sensibilităților sunt cele incluse înainte de limita producției previzionate conform scenariului Cazului de Bază sau atunci când este atinsă o limită economică anuală, oricare are loc prima. Toate componentele evaluării pentru cazurile de situații speciale sunt aceleași cu cele prevăzute în scenariul de bază din prezentul.

Prețul de piață al gazului din subteran a fost inițial stabilit pentru Scenariul Inferior cu 20 la sută mai puțin decât Cazul de bază și a fost menținut constant. Datorită reglementărilor în vigoare, prețul gazului aferent Cazului Inferior utilizat pentru venitul calculat a fost același ca prețul gazului aferent Cazului de Bază în anii anteriori liberalizării. În momentul în care prețurile vor fi liberalizate în 2019 pentru clienții rezidențiali și în 2015 pentru clienții non-rezidențiali, prețul gazului va fi limitat la prețul de piață de bază previzionat. Costurile nu se măresc cu inflația.

Prețuri Caz Scăzut					
An	Preț Rezidențial (USD/10³m³)	Preț Non-Rezidențial (USD /10³m³)	Preț Vânzări Gaz (USD /10³m³)	Preț Gaz profit neașteptat (USD /10³m³)	Condensat (USD \$/m³)
2013	144,71	178,76	168,55	144,14	618,74
2014	160,36	295,89	255,23	151,20	618,74
2015	183,77	290,46	258,45	N.A.	618,74
2016	223,77	290,46	270,45	N.A.	618,74
2017	273,07	290,46	285,24	N.A.	618,74
2018	334,79	290,46	303,76	N.A.	618,74
2019 și ulterior	290,46	290,46	290,46	N.A.	618,74

N.A. = nu se aplică.

Venitul estimat și costurile ce pot fi atribuite participațiilor lui Romgaz în cantitățile nete existente și existente plus viitoare la data de 30 iunie 2013, utilizând scenariul Cazului Inferior sunt rezumate după cum urmează, exprimate în mii USD (10³ USD):

	Rezumat Evaluare – Caz Scăzut	
	Dovedite 10³ USD)	Dovedite plus Probabile (10³ USD)
Venit Brut Viitor	17.272.650	21.031.819
Cheltuieli de Exploatare Capital	2.527.548	2.899.861
Costuri Abandon	83.676	142.584
	239.334	240.753

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

Redevențe	1.481.506	1.811.619
Taxe Țară Gazdă	2.328.026	2.836.485
Venit Net Viitor	10.612.560	13.100.517
Valoare Actuală 8%	5.775.723	6.806.352
Valoare Actuală 10%	5.120.792	6.093.527
Valoare Actuală 12 %	4.583.261	5.335.874
Valoare Actuală 15%	3.939.859	4.552.089

Notă: Valorile aferente cantităților probabile nu au fost ajustate din punct de vedere al riscului pentru a putea fi comparate cu valorile rezervelor existente. Rezervele sunt determinate de către scenariul Cazului de Bază, și cantitățile din cazurile sensibile nu trebuie să fie confundate cu rezerve.

Prețul de piață al gazului din subteran pentru Cazul Superior a fost stabilit inițial cu 20 la sută mai mare decât Cazul de Bază și a fost majorat cu 2 la sută pe an începând cu anul 2014 și a fost menținut la o valoare constantă începând cu 2019. Datorită reglementărilor în vigoare, prețul gazului aferent Cazului Ridicat utilizat pentru calcularea venitului a fost același pentru prețul gazului aferent Cazului de Bază în anii anteriori liberalizării. În momentul în care prețurile vor fi liberalizate în 2019 pentru clienții rezidențiali și în 2015 pentru clienții nerezidențiali, prețul gazului este fixat la prețul de piață de bază previzionat. Costurile sunt majorate cu 2 sută pe an începând cu anul 2014.

Prețuri Caz Superior

An	Preț Rezidențial (USD/10 ³ m ³)	Preț Non-Rezidențial (USD/10 ³ m ³)	Preț Vânzări Gaze (USD /10 ³ m ³)	Preț Gaz profit neașteptat (USD/10 ³ m ³)	Condensat (USD/m ³)
2013	144,71	178,76	168,55	144,14	618,74
2014	160,36	295,89	255,23	151,20	618,74
2015	183,77	453,29	372,44	N.A.	618,74
2016	223,77	462,36	390,78	N.A.	618,74
2017	273,07	471,61	412,05	N.A.	618,74
2018	334,79	481,04	437,17	N.A.	618,74
2019 și ulterior	490,66	490,66	490,66	N.A.	618,74

N.A. = nu se aplică.

Venitul estimat și costurile ce pot fi atribuite participațiilor lui Romgaz în cantitățile nete existente și existente plus viitoare începând cu data de 30 iunie 2013, utilizând scenariul Cazului Superior sunt rezumate după cum urmează, exprimate în mii USD (10³ USD):

MINISTERUL JUSTIȚIEI
PĂTRĂSCANU VALENTINA
Nr 11770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT

Rezumat Evaluare – Caz Ridicat		
	Dovedite (10³ USD)	Dovedite plus Viitoare (10³ USD)
Venit Brut Viitor	26.774.072	32.816.669
Costuri de Exploatare	3.097.124	3.579.028
Costuri de Capital	85.478	148.513
Costuri Abandon	353.097	366.401
Redevențe	1.917.313	2.350.755
Taxe Țara Gazdă	3.687.264	4.526.537
Venit Net Viitor	17.633.796	21.845.435
Valoare Actuală 8%	9.144.138	10.958.990
Valoare Actuală 10%	8.010.043	9.587.814
Valoare Actuală 12%	7.084.966	8.396.480
Valoare Actuală 15%	5.986.659	7.043.871

Note: Valorile aferente cantităților probabile nu au fost ajustate din punct de vedere al riscului pentru a putea fi comparate cu valorile cantităților dovedite. Rezervele sunt determinate prin scenariul Cazului de Bază, și cantitățile din cazurile sensibile nu trebuie să fie confundate cu rezervele.

Definitia Resurselor Potentiale

O parte din resursele petroliere incluse în prezentul raport sunt clasificate ca fiind resurse potențiale și au fost elaborate conform PRMS aprobat în martie 2007 de către Societatea Inginerilor Petrolieri, Consiliul Petrolier Mondial, Asociația Americană a Geologilor Petrolieri și Societatea Inginerilor de Evaluare în domeniul Petrolier. Din cauza lipsei vandabilității sau forajului suficient, resursele potențiale estimate în prezentul nu pot fi clasificate ca fiind resurse neprevăzute sau rezerve. Resursele petroliere sunt clasificate după cum urmează:

Resurse Potențiale – Cantitățile de petrol ce sunt estimate, la o anumită dată, ce pot fi recuperate din acumulări nedescoperite prin aplicarea viitoarelor proiecte de dezvoltare.

Estimarea cantităților de resurse pentru o prospecțiune este supusă incertitudinilor tehnice și comerciale, și, în general, poate fi cotate ca o gamă. Gama de incertitudini evidențiază o gamă rezonabilă de cantități estimate ce pot fi recuperate. În toate situațiile, gama de incertitudine depinde în același timp de cantitatea și calitatea datelor tehnice și comerciale ce sunt disponibile și ce pot fi modificate pe măsură ce sunt disponibile mai multe date.

Estimările Minime, Ideale, Maxime și Medii – Estimările resurselor petroliere din cadrul prezentului raport sunt exprimate utilizându-se termenii de estimare minimă, estimare ideală, estimare maximă și estimare medie pentru a evidenția gama de incertitudine.

O explicație detaliată a termenilor probabilistici utilizați aici și identificați cu un asterisc (*) este inclusă în Glosarul de Termeni Probabilistici anexat la prezentul raport. Pentru estimările probabilistice aferente resurselor petroliere, estimarea minimă raportată în prezentul este de P_{90}^* cantitate derivată din analiza probabilistică. Acest lucru înseamnă faptul că există o probabilitate de cel puțin 90%, presupunând faptul că prospecțiunea este descoperită și dezvoltată, ca respectivele cantități recuperate în mod real să fie egale sau mai mari decât estimarea minimă. Estimarea ideală (medie) este P_{50}^* cantitate derivată din analiza probabilistică. Acest lucru înseamnă că există o probabilitate de cel puțin 50%, presupunând faptul că perspectiva este descoperită și dezvoltată, ca respectivele cantități recuperate în mod real să fie egale sau mai mari decât estimarea ideală (medie). Estimarea maximă este P_{10}^* cantitate derivată din analiza probabilistică. Acest lucru înseamnă că există o probabilitate de cel puțin 10%, Acest lucru înseamnă că există o probabilitate de cel puțin, presupunând faptul că

perspectiva este descoperită și dezvoltată, ca respectivele cantități recuperate în mod real să fie egale sau mai mari decât estimarea maximă. Valoarea estimată* (VE), un rezultat al analizei probabilistice, este estimarea medie.

Incertitudinile Aferente Resurselor Potențiale – Cantitatea de petrol descoperită prin foraj de explorare depinde de numărul de prospecțiuni de succes cât și de cantitatea conținută de către fiecare succes. Prognozele de încredere cu privire la aceste cantități depind, drept urmare, de prognoze clare cu privire la numărul de descoperiri ce sunt susceptibile a fi realizate în cazul în care este forat întregul portofoliu de prospecțiuni. Acuratețea prognozei depinde de dimensiunea portofoliului și de evaluarea corectă a probabilității succesului geologic* (P_g).

Probabilitatea Succesului Geologic (P_g) – P_g este definită ca fiind probabilitatea descoperirii rezervoarelor ce transportă petrol la o rată măsurabilă. P_g este estimată prin cuantificarea probabilității fiecăruia dintre următorii factori: captare, sursă, rezervor și migrație. Produsul acestor patru probabilități sau factori de șansă este calculată ca fiind P_g .

În cadrul acestui raport estimările resurselor viitoare sunt prezentate atât înainte cât și ulterior ajustării pentru P_g . Estimările totale ale resurselor viitoare au la bază totalul probabilistic al cantităților pentru inventarul total al prospecțiunilor.

Aplicarea P_g pentru a estima P_g - cantitățile ajustate de resurse viitoare nu este egală cu resursele potențiale cu rezerve sau resurse incidentale. P_g - cantitățile ajustate de resurse viitoare nu pot fi direct comparate cu sau adăugate la rezerve sau resurse incidentale. Estimările P_g sunt interpretabile și depind de calitatea și cantitatea datelor disponibile la momentul curent. Activitățile viitoare de obținere date, precum forare suplimentară sau obținere date seismice, pot avea un efect semnificativ asupra estimării P_g . Aceste date suplimentare nu sunt limitate la zona de studiu, însă includ totodată date din locații geologice similare sau progrese tehnologice ce ar putea afecta estimarea P_g .

Predictibilitate versus Dimensiune Portofoliu (PPS) – Acuratețea prognozelor cu privire la numărul de descoperiri ce sunt susceptibile a fi efectuate este restrânsă la numărul de prospecțiuni din portofoliul de explorare. Dimensiunea portofoliului împreună cu P_g sunt de ajutor în ceea ce privește dimensionarea limitelor aferente fiabilității acestor prognoze. Există posibilitatea ca P_g maxim, ce indică o șansă ridicată de a descoperi petrol măsurabil, să nu necesite un portofoliu mare pentru a

asigura faptul că cel puțin o descoperire va fi realizată (presupunând faptul că P_g nu se modifică pe durata forării anumitor prospecțiuni). Invers, un P_g minim, ce indică o șansă scăzută de a descoperi petrol măsurabil, poate necesita un număr mare de prospecțiuni pentru a asigura un nivel ridicat de încredere în ceea ce privește chiar și o singură descoperire. Relația dintre dimensiunea portofoliului, P_g , și probabilitatea unui program de forare complet nereușit ce rezultă într-o serie de sonde ce nu întâmpină hidrocarburi măsurabile este evidențiată în prezentul ca fiind relația dintre predictibilitatea versus dimensiunea portofoliului* (PPS). Este critic să fim conștienți de faptul că PPS, din cauza unui program de forare nereușit, ce a avut drept rezultat o serie de sonde ce nu au descoperit hidrocarburi măsurabile, poate afecta în mod advers orice efort de explorare, ce are drept rezultat o valoare actuală negativă.

Pentru un portofoliu de prospecțiuni mare, P_g - estimarea medie ajustată a cantității resurselor potențiale ar trebui să reprezinte o estimare rezonabilă a cantităților de petrol recuperabile găsite în cazul în care ar fi fost forate toate prospecțiunile. Atunci când numărul de prospecțiuni din portofoliu este scăzut și P_g este minim, cantitatea de petrol recuperabil descoperit în mod real poate fi mult mai mică decât indică estimarea mediei ajustate P_g . Drept urmare probabilitatea ca toate prospecțiunile să fie nereușite este mai mică atunci când există un inventar mare de prospecțiuni.

Etapa de Evaluare Tehnică a Prospecțiunilor – O prospecțiune poate fi adeseori sub-categorisită pe baza etapei actuale de evaluare tehnică. Etapele diferite de evaluare tehnică fac referire cantitatea de date geologice, geofizice, ingineresti și petrofizice cât și calitatea datelor disponibile.

Prospecțiune – O prospecțiune este o potențială acumulare ce este definită suficient de bine pentru a fi un obiectiv de forare viabil. Pentru o prospecțiune există date și analize suficiente pentru a identifica și cuantifica incertitudinile tehnice, pentru a determina gamele rezonabile de factori geologi și de inginerie și parametrii petrofizici, și pentru a estima resursele viitoare.

Direcție – O direcție este mai puțin definită și necesită date suplimentare și/sau ca evaluarea să fie clasificată ca fiind prospecțiune. Un exemplu ar fi închiderea slab definită cartografiată utilizând date seismice regionale reduse în cadrul unui bazin ce conține surse favorabile și rezervor(e). O

direcție poate fi sau nu promovată la statutul de prospecțiune în funcție de rezultatele lucrărilor tehnice suplimentare. O direcție trebuie să aibă un P_g egal sau mai mic de 0,05 pentru a evidenția incertitudinea tehnică inerentă.

Acțiune – Un proiect asociat unei potențiale tendințe de potențiale prospecțiuni, dar care necesită obținerea unei cantități suplimentare de date și/sau evaluare pentru a defini direcțiile sau prospecțiunile specifice.

Estimarea Resurselor Potentiale

Estimările aferente resurselor potențiale au fost elaborate prin utilizarea metodelor geologice și de inginerie standard general valabile în cadrul industriei petroliere. Metoda sau combinația de metode utilizat în cadrul analizei rezervoarelor a fost temperată cu experiența dobândită cu rezervoare similare, etapa de dezvoltare, și calitatea și exhaustivitatea datelor de bază.

Analiza probabilistică a resurselor potențiale din cadrul prezentului studiu este considerată o incertitudine în ceea ce privește cantitatea de petrol ce poate fi descoperită și P_g . Analiza incertitudinii se adresează gamei de posibilități pentru orice parametru volumetric. Estimările minime, ideale, maxime și medii ale resurselor viitoare au fost estimate pentru a se adresa acestei incertitudini. Analiza P_g se adresează probabilității că prospecțiunea identificată va conține fluxuri de petrol ce sunt transportate la o rată măsurabilă.

Metodele probabilistice standard au fost utilizate în cadrul analizei incertitudinilor. Distribuțiile probabilităților au fost estimate din reprezentări ale porozității, saturației petroliere, grosimii nete a hidrocarburilor, factorului de corecție geometrică*, eficienței recuperării, proprietăților fluidului și zonei de producție pentru fiecare prospecțiune. Aceste reprezentări au fost pregătite pe baza datelor cunoscute, analogiei și altor metode standard de estimare, inclusiv experiența. Măsurătorile statistice ce descriu distribuțiile de probabilitate ale acestor reprezentări au fost identificate și introduse în cadrul unei simulări Monte Carlo pentru a produce resurse viitoare pentru estimare minimă, estimare ideală, estimare maximă și estimare medie pentru fiecare prospecțiune.

Evaluarea Riscului Cantitativ și Aplicarea P_g

Reprezentările minime, modale și maxime ale zonei productive au fost interpretate prin intermediul hărților, datelor seismice disponibile și/sau analogiilor. Reprezentările minime, medii și maxime pentru parametri petrofizici (porozitate, saturație petrolieră, și grosimea netă a hidrocarburilor), și parametri de inginerie (eficiență recuperare și proprietăți fluid) au fost totodată realizate pe baza datelor de sondă disponibile, datelor regionale, datele câmpului analog și experienței globale. Distribuțiile probabilității individuale pentru volumul net de rocă și parametri petrofizici și de inginerie au fost obținuți din aceste reprezentări.

Distribuțiile variabilelor au fost derivate din (1) interpretările pe bază de scenariu, (2) datele geologice, geofizice și de inginerie disponibile, (3) informațiile locale, regionale și globale și (4) studiile pe teren și de caz disponibile în literatură. Parametrii utilizați pentru a modela cantitățile recuperabile au fost zona productivă, grosimea netă a hidrocarburilor, factorul de corecție geometric, porozitate, saturație petrolieră, factor formare volum, și eficiență recuperare. Reprezentările minime, medii și maxime au fost utilizate pentru a modela din punct de vedere statistic și pentru a configura parametrii introduși P_{90} , P_{50} , și P_{10} . Zona productivă și grosimea netă a hidrocarburilor au fost modelate utilizând distribuțiile lung-normale trunchiate. Distribuțiile normale și triangulare au fost utilizate pentru a modela factorul de corecție geometric, factorul de formare a volumului și eficiența recuperării. Porozitatea și saturația petrolieră au fost modelate utilizând distribuțiile normale trunchiate. Moștra hipercubului latin a fost utilizată pentru a reprezenta mai bine vârfurile distribuțiilor.

Fiecare parametru volumetric în parte a fost investigat utilizându-se o abordare probabilistică cu orientare către variabilitate. Datele deterministe au fost utilizate pentru a ancora și modela diferite distribuții. Parametrii de volum net ai rocii au avut cea mai mare gamă de variabilitate și drept urmare cel mai mare impact asupra incertitudinii simulării. Variabilitatea parametrului volumetric a avut la bază incertitudini structurale și stratigrafice ca urmare a mediului litologic și calității datelor seismice. Datele câmpului analog au fost introduse din punct de vedere statistic pentru a deriva limitele și constrângerile de incertitudine aferente volumului porului net. Incertitudinea asociată conversiei la adâncime, interpretării seismice, cartografierii grosimii nisipului brut și presupunerilor grosimii nete a hidrocarburilor au fost totodată derivate din studii ale rezervoarelor analoge, scenariilor interpretative multiple, și analizelor sensibilităților.

O analiză P_g a fost aplicată pentru a estima cantitățile ce pot rezulta în mod real din forarea acestor prospecțiuni. În analiza P_g , estimările P_g au fost realizate pentru

fiecare prospecțiune de la produsul probabilităților celor patru factori geologici: captare, rezervor, migrație și sursă.

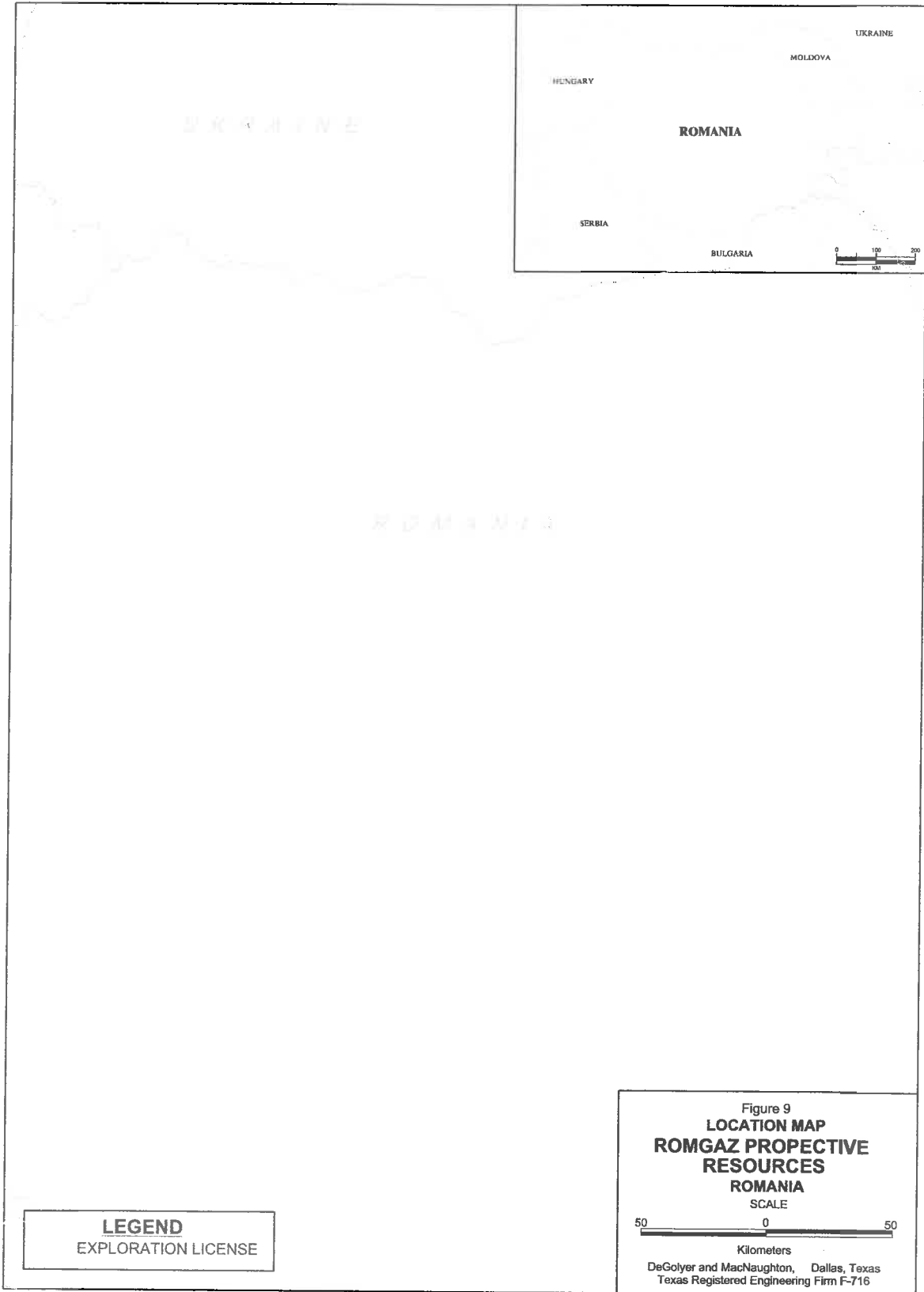
P_g – Estimarea mediei ajustate a resurselor potențiale a fost obținută din produsul probabilistic al P_g și distribuțiile resurselor pentru prospecțiune. Aceste rezultate au fost ulterior însumate stocastic (dependență zero) pentru a produce resursele viitoare aferente estimării medii P_g ajustate.

Aplicarea factorului P_g pentru a estima cantitățile de resurse potențiale P_g nu egalează resursele viitoare cu rezervele sau resursele incidentale. Estimările ajustate P_g ale cantităților de resurse potențiale nu pot fi comparate direct sau adunate la rezerve sau resurse incidentale. Estimările P_g sunt interpretative și depind de calitatea și cantitatea datelor disponibile în momentul de față. Colectarea ulterioară de date, precum forajul suplimentar sau colectarea seismică pot avea un efect semnificativ asupra estimării P_g . Aceste date suplimentare nu sunt limitate la zona de studiu, dar includ totodată date din locații geologice sau progrese tehnologice similare ce ar putea afecta estimarea P_g .

Romgaz deține participații în nouă blocuri în care este planificată explorarea. Licențele unde prospecțiunile au fost evaluate includ următoarele:

Dreptul de Proprietate pentru Licențele Prospecțiunilor Evaluate			
Prospecțiune	Zonă/Bazin	Licență/Bloc	Participații de exploatare și producție (%)
Boian Nord	Transilvania	RG-02	100
Deleni Deep	Transilvania (Sud)	RG-03	100
Laslau Deep	Transilvania (Sud)	RG-03	100
Cibu	Transilvania (Central)	RG-02	100

Aceste prospecțiuni sunt planificate pentru a fi forate în viitorul apropiat.



MINISTERUL JUSTITIEI
PĂTRĂSCANU VALENTINA
Nr 11770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

Un rezumat al resurselor brute viitoare ce pot atribuite lui Romgaz estimate în prezentul sunt listate în următorul tabel, exprimate în mii barili (10^3bbl), mii metrii cubi (10^3m^3), milioane picioare cubice (10^6ft^3), și milioane metrii cubi (10^6m^3):

Prospectiune	Rezumat Resurse Petroliere Potențiale – Unități engleze				Probabilitatea	P _g - Estimare Medie Ajustată (10 ³ bbl)
	Estimare Minimă (10 ³ bbl)	Estimare Ideală (10 ³ bbl)	Estimare Maximă (10 ³ bbl)	Estimare Medie (10 ³ bbl)	Succesul Geologic, P _g (zecimal)	
Boian Nord	2.697	7.147	17.017	8.885	0,280	2.488
Total Statistic	2.697	7.147	17.017	8.885	0,280	2.488
Total Aritmetic	2.697	7.147	17.017	8.885	0,280	2.488

Notă:

1. Estimările minime, ideale, maxime și medii respectă ghidurile PRMS pentru resurse potențiale.
2. Estimările minime, ideale, maxime și medii din prezentul tabel sunt P₉₀, P₅₀, P₁₀, și respectiv media.
3. P_g este definită ca fiind probabilitatea descoperirii rezervoarelor ce transportă petrol la o rată măsurabilă.
4. P_g a fost rotunjită în sensul prezentării. Multiplicarea ce utilizează acest P_g prezentat poate genera rezultate neclare. Împărțirea estimării mediei estimate P_g la estimarea mediei generează P_g real.
5. Aplicarea oricărui factor de schimbare geologic și economic nu generează egalitatea dintre resursele potențiale și resursele incidentale sau rezerve.
6. Eficiența recuperării este aplicată resurselor potențiale din acest tabel.
7. Suma aritmetică a estimărilor probabilistice generează rezultate incorecte, excepție făcând estimarea mediei. Suma aritmetică a estimărilor probabilistice este prezentată în acest tabel conform ghidului PRMS.
8. Nu există nici o certitudine asupra faptului că resursele potențiale estimate în prezentul vor fi descoperite. În cazul în care sunt descoperite nu există nici o certitudine asupra faptului că acestea vor fi viabile din punct de vedere comercial pentru a produce o porțiune a resurselor potențiale evaluate.

Prospectiune	Rezumat Resurse Petroliere Potențiale – Unități Metrice				Probabilitatea	P _g - Estimare Medie Ajustată (10 ³ m ³)
	Estimare Minimă (10 ³ m ³)	Estimare Ideală (10 ³ m ³)	Estimare Maximă (10 ³ m ³)	Estimare Medie (10 ³ m ³)	Succesul Geologic, P _g	

MINISTERUL JUSTIȚIEI
PĂTRAȘCANU VALENTINA
Nr 1/770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

					(decimal)	
Boian Nord	429	1.136	2.706	1.413	0,280	396
Total Statistic	429	1.136	2.706	1.413	0,280	396
Total Aritmetic	429	1.136	2.706	1.413	0,280	396

Notă:

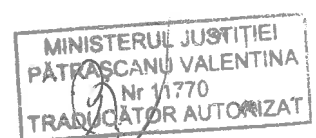
1. Estimările minime, ideale, maxime și medii respectă ghidurile PRMS pentru resurse potențiale.
2. Estimările minime, ideale, maxime și medii din prezentul tabel sunt P_{90} , P_{50} , P_{10} , și respectiv media.
3. P_g este definită ca fiind probabilitatea descoperirii rezervoarelor ce transportă petrol la o rată măsurabilă.
4. P_g a fost rotunjită în sensul prezentării. Multiplicarea ce utilizează acest P_g prezentat poate genera rezultate neclare. Împărțirea estimării mediei estimate P_g la estimarea mediei generează P_g real.
5. Aplicarea oricărui factor de schimbare geologic și economic nu generează egalitatea dintre resursele potențiale și resursele incidentale sau rezerve.
6. Eficiența recuperării este aplicată resurselor potențiale din acest tabel.
7. Suma aritmetică a estimărilor probabilistice generează rezultate incorecte, excepție făcând estimarea mediei. Suma aritmetică a estimărilor probabilistice este prezentată în acest tabel conform ghidului PRMS.
8. Nu există nici o certitudine asupra faptului că resursele potențiale estimate în prezentul vor fi descoperite. În cazul în care sunt descoperite nu există nici o certitudine asupra faptului că acestea vor fi viabile din punct de vedere comercial pentru a produce o porțiune a resurselor potențiale evaluate.

Rezumat Resurse Petroliere Potențiale – Unități Engleze

Prospecțiune	Estimare Minimă (10^6ft^3)	Estimare Ideală (10^6ft^3)	Estimare Maximă (10^6ft^3)	Estimare Medie (10^6ft^3)	Probabili	Pg- Estimare Medie Ajustată (10^6ft^3)
					tatea Succesul ui Geologic, Pg (zecimal)	
Deleni Deep	25.431	77.426	225.403	106.446	0,180	19.160
Laslau Deep	34.515	100.982	306.037	141.610	0,630	89.214
Cibu	13.325	40.174	108.314	53.771	0,350	18.820
Total Statistic	198.46	289.097	421.150	301.826	0,421	127.194
	1					
Total Aritmetic	73.270	218.581	639.754	301.826	0,421	127.194

Notă:

1. Estimările minime, ideale, maxime și medii respectă ghidurile PRMS pentru resurse



- potențiale.
2. Estimările minime, ideale, maxime și medii din prezentul tabel sunt P_{90} , P_{50} , P_{10} , și respectiv media.
 3. P_g este definită ca fiind probabilitatea descoperirii rezervoarelor ce transportă petrol la o rată măsurabilă.
 4. P_g a fost rotunjită în sensul prezentării. Multiplicarea ce utilizează acest P_g prezentat poate genera rezultate neclare. Împărțirea estimării mediei estimate P_g la estimarea mediei generează P_g real.
 5. Aplicarea oricărui factor de schimbare geologic și economic nu generează egalitatea dintre resursele potențiale și resursele incidentale sau rezerve.
 6. Eficiența recuperării este aplicată resurselor potențiale din acest tabel.
 7. Suma aritmetică a estimărilor probabilistice generează rezultate incorecte, excepție făcând estimarea mediei. Suma aritmetică a estimărilor probabilistice este prezentată în acest tabel conform ghidului PRMS.
 8. Nu există nici o certitudine asupra faptului că resursele potențiale estimate în prezentul vor fi descoperite. În cazul în care sunt descoperite nu există nici o certitudine asupra faptului că acestea vor fi viabile din punct de vedere comercial pentru a produce o porțiune a resurselor potențiale evaluate.

Rezumat Resurse Potențiale de Gaz – Unități Metriche

Prospecțiune	Estimare Minimă ($10^6 m^3$)	Estimare Ideală ($10^6 m^3$)	Estimare Maximă ($10^6 m^3$)	Estimare Medie ($10^6 m^3$)	Probabili	Pg- Estimare Medie Ajustată ($10^6 m^3$)
					tatea Succesul ui Geologic, Pg (decimal)	
Deleni Deep	720	2.192	6.383	3.014	0,180	543
Laslau Deep	977	2.860	8.666	4.010	0,630	2.526
Cibu	377	1.138	3.067	1.523	0,350	533
Total Statistic	5.620	8.186	11.926	8.547	0,421	3.602
Total Aritmetic	2.075	6.190	18.116	8.547	0,421	3.602

Note:

1. Estimările minime, ideale, maxime și medii respectă ghidurile PRMS pentru resurse potențiale.
2. Estimările minime, ideale, maxime și medii din prezentul tabel sunt P_{90} , P_{50} , P_{10} , și respectiv media.
3. P_g este definită ca fiind probabilitatea descoperirii rezervoarelor ce transportă petrol la o rată măsurabilă.
4. P_g a fost rotunjită în sensul prezentării. Multiplicarea ce utilizează acest P_g prezentat poate genera rezultate neclare. Împărțirea estimării mediei estimate P_g la estimarea mediei generează P_g real.
5. Aplicarea oricărui factor de schimbare geologic și economic nu generează egalitatea dintre resursele potențiale și resursele incidentale sau rezerve.
6. Eficiența recuperării este aplicată resurselor potențiale din acest tabel.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

7. Suma aritmetică a estimărilor probabilistice generează rezultate incorecte, excepție făcând estimarea mediei. Suma aritmetică a estimărilor probabilistice este prezentată în acest tabel conform ghidului PRMS.
8. Nu există nici o certitudine asupra faptului că resursele potențiale estimate în prezentul vor fi descoperite. În cazul în care sunt descoperite nu există nici o certitudine asupra faptului că acestea vor fi viabile din punct de vedere comercial pentru a produce o porțiune a resurselor potențiale evaluate.

MINISTERUL JUSTIȚIEI
PĂTRĂȘCANU VALENTINA
Nr. 11770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT

Competente Profesionale

DeGolyer și MacNaughton este o Corporație Delaware Corporation ce deține birouri la 5001 Spring Valley Road, Apartamentul 800 East, Dallas, Texas 75244, SUA. Firma furnizează servicii de consultanță în domeniul petrolier la nivel global începând cu anul 1936. Inginerii, geologii, geofizicienii, petrofizicienii și economiștii profesioniști ai firmei sunt implicați în evaluarea independentă a proprietăților gazului și petrolului, evaluarea hidrocarburilor și alte prospecțiuni minerale, evaluări ale bazinului, studii de teren cuprinzătoare, studii de capital și studii economice și de aprovizionare cu privire la industria energetică. Exceptând furnizarea de servicii profesionale pe bază de onorariu, DeGolyer and MacNaughton nu are nici un fel de acord comercial cu nici o altă persoană sau companie implicată în participațiile ce fac obiectul prezentului raport.

Evaluarea a fost supervizată de către Dl. Lloyd W. Cade, Vice-Președinte Senior al DeGolyer and MacNaughton, în cadrul Departamentului Europa - Africa al firmei, Inginer Specialist Înregistrat în Statul Texas, și membru al Societății Internaționale de Ingineri Petrolieri. Acesta are peste 31 de ani de experiență în industria petrolului și gazului.

Depus,

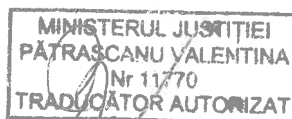
DeGOLYER and MacNAUGHTON
Firmă de Inginerie înregistrată în Texas F-716

Ștampilă – Lloyd W. Cade

Limitare de responsabilitate

Raportul original și singurul autorizat a fost elaborat în limba engleză.

Subsemnata Pătrășcanu Valentina, traducător autorizat de Ministerul Justiției cu numărul 11770, confirm prin prezenta semnătură că traducerea textului în limba română corespunde exact textului original din limba engleză.



Lloyd W. Cade, P.E.
Senior Vice President
DeGolyer and MacNaughton

TABEL A-1
REZUMATUL PROIECȚIEI a TOTALULUI REZERVELOR VIITOARE DOVEDITE
la
30 Iunie, 2013
cu participații deținute de
ROMGAZ S.A.
Pentru
ANUMITE CÂMPURI
din
ROMÂNIA

SCENARIUL DE BAZĂ

An	Unități anglo-saxone		Unități metrice	
	Gaz Vandabil (10 ⁶ ft ³)	Condensate (10 ³ bbl)	Gaz Vandabil (10 ⁵ m ³)	Condensate (10 ³ m ³)
2013 (6 luni)	103,365	0	2,927	0
2014	189,355	0	5,362	0
2015	172,900	0	4,896	0
2016	158,385	0	4,485	0
2017	144,930	0	4,104	0
2018	132,429	0	3,750	0
2019	131,617	0	3,727	0
2020	119,363	0	3,380	0
2021	103,930	0	2,943	0
2022	94,325	0	2,671	0
2023	90,829	0	2,572	0
2024	83,271	0	2,358	0
2025	76,138	0	2,156	0
2026	68,898	0	1,951	0
2027	62,259	0	1,763	0
2028	57,845	0	1,638	0
2029	49,723	0	1,408	0
2030	45,450	0	1,287	0
2031	42,942	0	1,216	0
2032	39,022	0	1,105	0
2033	35,668	0	1,010	0
2034	33,867	0	959	0
2035	31,289	0	886	0
2036	28,675	0	812	0
2037	24,508	0	694	0
Subtotal	2,120,983	0	60,060	0
Rămase	86,380	0	2,446	0
Total	2,207,363	0	62,506	0

Aceste informații compania yă raportul DeGolzer și MacNaughton si se supun condițiilor specifice.

MINISTERUL JUSTIȚIEI
PĂTRĂȘCANU VALENTINA
Nr 11770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT

TABEL A-2
REZUMATUL PROIECȚIEI a TOTALULUI REZERVELOR VIITOARE DOVEDITE-PLUS-PROBABILE
la
30 Iunie, 2013
cu participații deținute de
ROMGAZ S.A.
Pentru
ANUMITE CÂMPURI
din
ROMÂNIA

SCENARIUL DE BAZĂ

An	Unități anglo-saxone		Unități metrice	
	Gaz Vandabil (10 ⁶ ft ³)	Condensate (10 ³ bbl)	Gaz Vandabil (10 ⁵ m ³)	Condensate (10 ³ m ³)
2013 (6 luni)	112,512	0	3,188	0
2014	207,438	0	5,874	0
2015	195,006	0	5,522	0
2016	181,516	0	5,140	0
2017	166,931	0	4,727	0
2018	155,348	0	4,399	0
2019	156,443	0	4,430	0
2020	143,094	0	4,052	0
2021	131,398	0	3,725	0
2022	119,398	0	3,381	0
2023	115,090	0	3,259	0
2024	106,508	0	3,016	0
2025	97,256	0	2,754	0
2026	89,134	0	2,524	0
2027	81,364	0	2,304	0
2028	75,432	0	2,136	0
2029	62,295	0	1,764	0
2030	54,314	0	1,538	0
2031	51,383	0	1,455	0
2032	48,487	0	1,373	0
2033	45,167	0	1,279	0
2034	41,177	0	1,166	0
2035	37,716	0	1,068	0
2036	35,597	0	1,008	0
2037	32,136	0	910	0
Subtotal	2,542,288	0	71,990	0
Rămase	132,464	0	3,751	0
Total	2,674,752	0	75,741	0

Notă: Resursele probabile nu au fost ajustate cu riscul aferent pentru a le face comparabile cu rezervele dovedite. Aceste informații companiayă raportul DeGolzer și MacNaughton și se supun condițiilor specifice

MINISTERUL JUSTIȚIEI
PĂTRAȘCANU VALENTINA
Nr 11770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT

Glosar de termeni calcule de probabilitate

1C – Denotă scenariul minim al resurselor neprevăzute

2C - Denotă estimarea ideală al resurselor neprevăzute

3C - Denotă scenariul cel mai optimist al resurselor neprevăzute

Acumulare - Termenul este folosit pentru a identifica o cantitate delimitată de petrol. O acumulare cunoscută (este cunoscută prezenta rezervelor sau resurselor neprevăzute) trebuie să fi fost deja penetrată de o sondă. Sonda trebuie să fi demonstrat clar existența unei cantități delimitate de petrol prin volum la suprafață sau cel puțin prin recuperări de mostre de petrol prin sondă. Cu toate acestea, bazele de date de la sondă pot stabili o acumulare, în cazul în care se poate crea o analogie bună cu o acumulare similară din punct de vedere regional și geologic.

Însumarea aritmetică - Procesul de aunare a unui set de numere care reprezintă estimări ale cantităților de resurse disponibile în rezerve, perspectiva sau nivelul portofoliului și estimărilor ale PPW10 la perspectiva sau la portofoliu. Agregarea statistică dă rezultate diferite.

Estimarea ideală (mediana) – Estimarea ideală (mediana) este cantitatea P50. P50 înseamnă că există o șansă de 50 – la sută ca o cantitate estimată, cum ar fi volumul resurselor prospective sau cantitatea asociată, să fie egală sau excedentară.

Resursele Neprevăzute – Acele cantități de petrol estimate, la o anumită dată, ca fiind potențial recuperabile din acumulările cunoscute prin folosirea proiectelor de dezvoltare, dar care nu sunt în prezent considerate recuperabile comercial datorită unuia sau mai multor elemente neprevăzute.

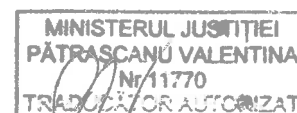
Bazat pe ipoteze privind condițiile viitoare și impactul acestora asupra viabilității economice, proiectele clasificate în prezent ca resurse contingente pot fi în general împartite în trei grupe:

Resurse neprevăzute marginale - cantitățile asociate proiectelor fezabile din punct de vedere tehnic, care sunt la momentul de față fie economice fie proiectate pentru a fi economice pe baza unor îmbunătățiri prognozate ale condițiilor comerciale, dar nu fac parte din planul de dezvoltare, din cauza unuia sau mai multor variabile.

Resurse neprevăzute sub-marginale - Cantitățile asociate cu descoperiri pentru care analiza indică faptul că dezvoltarea din punct de vedere tehnic a proiectelor nu ar fi viabilă din punct de vedere economic și alte situații neprevăzute nu vor fi satisficute sub condițiile comerciale actuale sau prognozate. Aceste proiecte ar trebui să rămână în contul activelor de resurse descoperite și aflate în așteptare de schimbări majore în condițiile comerciale actuale.

Resurse neprevăzute nedeterminate - În cazul în care evaluările sunt incomplete, astfel încât este prematur să se definească în mod clar șansa de comercialitate, este acceptabilă stabilirea statutului economic "nedeterminat".

Multiplu Economic (EM) - A se vedea PW/BOE



Valoarea Estimată - (VE) este media ponderată a probabilităților de parametri estimată, unde valorile probabilităților din distribuția probabilităților sunt utilizate ca factori de ponderare. Valorile parametrilor (abscisa) și si probabilitățile (ordonata) sunt perechile carteziene, de exemplu valoarea bruta de recuperat din volume si P90, care definesc distribtia de probabilitate. Acești parametri sunt probabilitățile ponderate și însumate pentru a obține valoarea rezultată.

Ecuatia pentru calcularea valorii estimate este după cum urmează:

$$EV = \sum_{i=1}^n (P_i)(V_i) \quad (1)$$

unde : P = probabilitatea din distributia probabilitatii, ordonata de distribuție de probabilitate

V = valoare parametru , abscisa

i = o anumită valoare într-o secvență ordonată de valori

n = numărul total de probe

Valoarea Estimată - este suma algebrică a tuturor produselor obținute prin înmulțirea cantității parametru și probabilitatea asociată de producere.

Valoarea așteptată este uneori denumita estimarea mediana sau media statistică. Într-o analiză a probabilităților, valoarea estimată este singura cantitate care poate fi tratată aritmetic (prin adunare, scădere, înmulțire, sau divizare). Toate celelalte cantitati cum ar fi media, P50, modul, P90 si P10, necesita tehnici de probabilitizare, scalare sau de agregare.

Probabilitatea asociată cu media statistică depinde de variația distribuției pe care se calculează media. Estimarea mediei este media statistică (media ponderată a probabilităților), care are de obicei o probabilitate in intervalul de la P45 la P15. Prin urmare, in cazul în care are loc o descoperire de succes, probabilitatea de acumulare conține volumul mediu statistic sau mai mare fiind de obicei între 45 si 15 la sută.

Valoarea estimată este cantitatea preferată pentru utilizare in calcularea celei mai bune estimări de probabilitate a resurselor aflate in prospectare. Cantitățile P90 si P10 sunt adesea folosite pentru estimările pesimiste si optimiste. Agregarea sau scalarea cantitatilor P90, P50 si P10 ar trebui să fie făcută din punct de vedere al probabilităților, nu aritmetic.

Factor geometric de corectie - Factorul geometric de corecție (FGC) este o ajustare geometrică care ia in calcul relația potențialului contact fluid la geometria rezervorului si captarea. Parametrii de intrare utilizati in estimarea factorului de ajustare geometrica includ forma captării, raportul lungime – lățime, grosimea potențială a rezervorului, si înălțimea potențială a capacității de captare.(potențial inaltiime coloane de hidrocarburi).

Estimarea Optimistă - Este cantitatea P10. P10 înseamnă că există 10 la sută șanse ca o cantitate estimată cum ar fi resursele in prospectare să fie egalată sau depășită.

Lead – Este este mai puțin bine definită si necesită date suplimentare și/sau de evaluare pentru a putea fi clasificată ca o perspectivă. Un exemplu ar fi un perimetru de prospectare slab definit,

cartografia folosind date seismice regionale imprecise, într-un bazin, care conține surse și rezervoare favorabile. Un Lead poate sau nu poate fi ridicat la statutul de perspectivă, în funcție de rezultatele muncii tehnice suplimentare. Un Lead trebuie să aibă o Pg egală sau mai mică de 0,05 pentru a reflecta incertitudinea tehnică inerentă.

Estimarea Pesimistă - Este cantitatea P90. P90 înseamnă că există șanse de 90 la sută ca o cantitate estimată, cum ar fi o resursă prospectivă să fie egalată sau depășită.

Estimarea Medie - În conformitate cu standardele industriei petroliere, estimarea medie este probabilitatea medie ponderată, care are de obicei o probabilitate în intervalul de la P45 până la P15, în funcție de variația volumului resurselor prospective sau valoarea asociată. Prin urmare, probabilitatea ca o acumulare să conțină media ponderată a probabilităților de volum medii sau mai mari este de obicei, între 45 și 15 la sută. Estimarea medie este estimarea probabilă preferată a cantităților de resurse.

Mediana - Mediana este cantitatea P50, unde P50 înseamnă că există 50 la sută șanse ca o variabilă dată (cum ar fi resurse potențiale, porozitate, sau saturația cu apă) să fie egalată sau depășită. Mediana unui set de date este un număr care reprezintă jumătatea măsurătorilor care sunt sub medie și jumătatea celor care sunt peste.

Mediana este acceptabilă și reprezintă una dintre cantitățile preferate de utilizat în calcularea celei mai bune estimări de probabilitate în cazul resurselor potențiale.

Factorul Șanse de Migrație - (Pmigration) este definit ca probabilitatea ca o captare să fie precedată sau să coincidă cu migrația petrolului și să existe căi de migrare verticale și / sau care leagă sursa la captare.

Modul - Modul (MO) este cantitatea care apare cu cea mai mare frecvență în setul de date. Cu toate acestea, modul nu poate fi definit în mod unic, ca în cazul distribuțiilor multimodale.

Modul este o măsură acceptabilă, dar nu recomandată, în calculul estimării probabilităților de resurse potențiale.

Valoarea netă a dobânzii de atribuire - Un acord de împărțire a producției (AIP) sau un contract de împărțire a producției (CIP) permite companiei să fie rambursată pentru cota sa de cheltuieli operaționale și de capital și să ia parte în profiturile, rambursările și veniturile (mai puțin impozitul pe profit extraordinar (IPE)) sunt convertite la un volum exprimat în barili prin împărțirea prețului mediu ponderat al petrolului sau gazelor. Raportul din acest volum, exprimat în barili și volumul brut reprezintă o dobândă netă de atribuire. Ca atare, atribuirea poate varia în funcție de prețul produsului, costurile, calendarul de producție și alți factori.

Venituri Nete din Dobânzi - Cota de producție, după plata tuturor redevențelor de autor și cotelor deținute de alții vor fi deduse.

Pe - Media Estimată Ajustată - probabilitatea de succes economic (Pe) a ajustării medii, "media economică actualizată" este o medie ponderată a cantităților de hidrocarburi potențial recuperabile în cazul în care un portofoliu de prospectare va fi forat, sau în cazul în care o

grupa de portofolii de prospectare va fi forată. Estimarea medie, P_e - ajustată este o cantitate "amestecată". Este o estimare medie de incertitudine volumetrică, P_g geologic și risc economic. Această măsură statistică ia în considerare și cuantifică succesul economic și rezultatele unui eventual eșec. Prin urmare, aceasta reprezintă medii sau mediane economice "volumele rezultate din punct de vedere economic prin foraj și explorare. Cea mai bună estimare P_e - ajustată se calculează după cum urmează :

$$P_e \text{ - ajustat estimare medie} = P_e \times \text{estimarea medie} \quad (2)$$

P_g - Media Ajustată Estimată - Estimarea Medie P_g - ajustată , sau "media geologică ajustată la risc" este o medie ponderată a probabilităților pe cantitățile de hidrocarburi potențial recuperabile în cazul în care un portofoliu de perspectivă a fost forat, sau în cazul în care o grupa de portofolii similare a fost forată. P_0 – ajustată înseamnă că estimarea este o cantitate "amestecată". Este o estimare medie a ambelor incertitudini volumetrice și riscul geologic, Această măsură statistică ia în considerare și cuantifică succesul geologic și rezultatele unui eșec geologic. În consecință, aceasta reprezintă media sau mediana rezultatului geologic obținut în urma unei forări și programului de explorare. Media estimată P_g se calculează după cum urmează:

$$P_g\text{-media estimată ajustată} = P_g \times \text{media estimate} \quad (3)$$

Pn Nomenclatura - Acest raport folosește convenția de denotare a probabilității cu un indice reprezentând mai mult decât distribuția cumulativă probabilă. Ca atare, notația P_n indică probabilitatea să existe o șansă n - la sută ca un anumit element de intrare sau cantitatea elementelor de ieșire să fie egalată sau depășită. De exemplu , P_{90} înseamnă că există o șansă de 90 la sută ca o variabilă (cum ar fi potențial resurse, porozitate, sau saturație de apă) să fie egalată sau depășită.

Jocul - Un proiect asociat cu o tendință de prospectare a posibilităților de explorare, dar care necesită mai mult decât achiziția datelor sau o evaluare cu scopul de a defini perspective specifice.

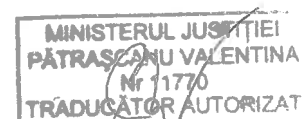
Perspectivă prezentă care merită să fie exploatată reprezintă aproximativ 10 la sută - (PPW_{10}) este definit ca potențialul de obținere de venituri viitoare nete actualizate cu o rată de 10 la sută lunar pe parcursul perioadei previzionate de execuție. PPW_{10} este statistica agregată la nivel de perspectivă. Estimarea este modelul de probabilitate construit folosind distribuții (cu excepția WI , P , și P_e , care sunt constante) în următoarea ecuație:

$$PPW_{10} = \left[\left(P_e \times TVol \times \frac{PW}{BOE} \right) \right] - (P_f \times DHC \times WI) \quad (3)$$

unde : PPW_{10} = potențial de valoare prezent la 10 la sută

Probabilitate determinate din simulare Monte Carlo

P_e = probabilitatea de succes economic - constanta



TVol = volum potențial recuperabil brut , trunchiat

TEFS - ajustat - distribuție

Wi = dobânda participației la capitalul de lucru - constantă

PW1BOE = potențial de valoare prezentă la sută Lo. per baril de petrol echivalent

(EM , multiplu economic) - distribuție

Pf = probabilitatea de eșec economic - constantă

DHC = costuri estimate puțuri uscate - distribuție

Previzibilitatea versus Marimea Portofoliului - Numărul de prospecții într-un portofoliu influențează fiabilitatea și prognoza rezultatelor de foraj. Relația între predictibilitate și dimensiunea portofoliului (PDP) este, de asemenea cunoscut în literatură de specialitate ca "Ruinarea pariorului" Relația de probabilitate a marimii portofoliului este descrisă de probabilitatea bi-numerică după cum urmează.

$$P_x^n = (C_x^n)(p)^x(1-p)^{n-x} \quad (4)$$

Unde: P_x^n = probabilitatea de x succese din n încercări
 C_x^n = număr de moduri diferite în care x succese pot fi aranjate în n încercări

p = probabilitatea de succes pentru o încercare dată (pentru explorările de petrol probabilitatea este P_g)
 x = numărul de succese (ex. numărul de descoperiri)
 n = numărul de încercări (ex. numărul de sonde)
 Nota: În cazul de n C_x^n încercări consecutive nereușite C_x^n și p sunt egale cu 1, astfel că probabilitatea de eșec este cantitatea $(1-p)$ la puterea numărului de încercări

Probabilitatea de eșec economic – Probabilitatea de eșec economic P_f este definită ca probabilitatea ca o anumită descoperire să nu fie viabilă din punct de vedere economic. Aceasta ia în considerare P_f , P_{tefs} , TEFS, costuri de capital, cheltuieli operaționale, planul de dezvoltare propus, modelul economic propus (analiza fluxurilor actualizate de numerar), și alți factori economici. P_f se calculează după cum urmează:

$$P_f = 1 - P_e \quad (5)$$

Probabilitate de success economic – Probabilitatea de success economic P_e este definită ca probabilitatea ca o anumită descoperire să fie viabilă din punct de vedere economic. Aceasta ia în considerare P_f , P_{tefs} , TEFS, costuri de capital, cheltuieli operaționale, planul de dezvoltare propus, modelul economic propus (analiza fluxurilor actualizate de numerar), și alți factori economici. P_e se calculează după cum urmează:

$$P_e = P_g \times P_{TEFS} \quad (6)$$

Probabilitatea de success geologic – Probabilitatea de success geologic (P_g) este definită ca probabilitatea de descoperire de zăcăminte care să genereze petrol la o rată măsurabilă. P_g se

estimează prin asocierea unei probabilități următorilor factori geologici de influență: bloc, sursă, rezervor și migrație. P_g este egal cu produsul probabilităților acestor factori.

Probabilitatea TEFS – Probabilitatea unei descoperiri de o dimensiune peste pragul economic (P_{TEFS}) și este definită ca probabilitatea descoperirii unei acumulări care este suficient de mare pentru a fi viabilă din punct de vedere economic. P_{TEFS} se estimează prin utilizarea distribuției volumelor recuperabile din resursele din prospectare, împreună cu TEFS. Probabilitatea asociată TEFS poate fi determinată grafic din distribuția volumelor recuperabile brute din prospectare.

Prospect – Un prospect este o acumulare potențială care este îndeajuns de bine definită pentru a putea reprezenta o locație de forat viabilă. Pentru un prospect, există suficiente date și analize pentru a identifica și cuantifica incertitudinile tehnice, pentru a determina intervale de factori de probabilitate geologică și parametri tehnici și petrofizici, și pentru a estima resursele din prospectare. În plus, o locație de forat viabilă implică ca 70% din mediana ariei de producție potențiale să fie localizată în cadrul blocului sau zonei de interes concesionate.

Resursele din prospectare – Cantitățile de petrol estimate, la o anumită dată, care au un potențial de recuperare din acumulările nedescoperite prin implementarea proiectelor de dezvoltare viitoare.

PW/BOE – Valoarea prezentă potențială la 10% pe baril echivalent de petrol este reprezentată de o distribuție în modelarea probabilistică a PPW_{10} . Distribuția este estimată pe baza a diferite ipoteze economice, regimul fiscal actual, diferite scenarii de producție, diferite scenarii de cost, și analize pe baza fluxurilor actualizate de numerar pe diferite scenarii de descoperiri de succes. Analizele pe baza fluxurilor actualizate de numerar iau în calcul toate costurile, taxele, redevențele, plățile către guvern, tranșe asemănătoare, diferite drepturi, actualizate la o rată cu capitalizare lunară pe perioada estimată de derulare. În aceste calcule nu au fost luate în considerare câștigurile din participațiile la capitalul de lucru.

Gaz natural brut – Gazul natural brut reprezintă totalitatea gazului produs din rezervoare premergător procesării sau separării și include toate componentele nonhidrocarbură ca și alte echivalente de gaz condensate.

Factorul de succes al rezervorului – Factorul de succes al rezervorului ($P_{reservoir}$) este definit ca probabilitatea asociată prezenței de rocă de calitate poroasă sau permeabilă în rezervor.

Gaz vandabil – Gazul vandabil este definit ca totalitatea gazului care poate fi extras din rezervoare, măsurat la momentul de livrare, după deducerea consumului de combustibil prognozat, și a pierderilor rezultate în urma separării și a procesării.

Factorul de succes al sursei – Factorul de succes al sursei (P_{source}) este definit ca probabilitatea asociată prezenței sursei de hidrocarbură în rocă suficient de bogată, cu un volum suficient de mare, și care se află în locul convenit pentru a taxa zona sau zonele de prospectare.

Deviația Standard – Deviația Standard (SD) reprezintă o măsură a dispersiei valorilor. Este rădăcina pătrată pozitivă a varianței. Varianța reprezintă însumarea distanțelor pătrate de la medie a tuturor valorilor posibile. Din moment ce unitățile deviației standard sunt aceleași ca și cele din eșantionul de testare, este cea mai utilizată măsură a dispersiei valorilor.

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}{n-1}} \quad (7)$$

Unde: σ = deviația standard
 σ^2 = varianță
 n = numărul eșantionului
 x_i = valoarea din setul de date
 μ = media eșantionului de date

Agregarea statistică – Procesul probabilistic de agregare a distribuțiilor care reprezintă estimările cantităților de resurse de la nivelul rezervorului, prospectului sau portofoliului și estimările PPW₁₀ de la nivelul prospectului sau portofoliului. Însușirile aritmetice generează rezultate diferite.

Pragul economic al dimensiunii câmpului – Pragul economic al dimensiunii câmpului (TEFS) este cantitatea minimă de petrol productibilă necesară pentru a amortiza cheltuielile totale de capital și operaționale utilizate pentru a stabili acumularea potențială ca având o valoare prezentă potențială la 10% pe baril echivalent egală cu 0 utilizând scenariul de preț mediu.

Factorul de success al blocului – Factorul de success al blocului (P_{trap}) este definit ca probabilitatea asociată prezenței unui bloc structural și/sau o configurație stratigrafică a blocului etanșată vertical sau lateral, și lipsa unor evenimente sau care periclitează etanșarea sau breșe post migrație.

Estimarea mediei trunchiate – Estimarea mediei trunchiate este rezultatul valorii medii statistice calculate prin trunchierea resurselor conform pragului economic al dimensiunii câmpului.

Volumele trunchiate – Estimările volumelor trunchiate sunt volumele rezultate în urma determinării probabilistice prin trunchierea resurselor din prospectare distribuite conform pragului economic al dimensiunii câmpului. Această distribuție trunchiată produce un nou set de metrici statistice.

Resursele neconvenționale din prospectare – Sunt acele cantități de petrol estimate ca, la o anumită dată, să fie recuperabile din acumulări neconvenționale nedescoperite prin dezvoltarea de viitoare proiecte de dezvoltare. Resursele neconvenționale din prospectare – pot exista în acumulări petroliere care sunt utilizabile într-un spectru vast de producție și nu vor fi semnificativ afectate de influențele hidrodinamice (numite și “depozite de tip continuu”). De regulă, astfel de acumulări (odată descoperite) necesită echipament tehnologic specializat de extracție (ex îndepărtarea apei din CBM, programe impresionante de fracturare pentru gazele de șist, șisturi bituminoase, gaz etanș, abur și/sau solvenți pentru a întepărta bitumul pentru recuperarea in situ, și, în anumite cazuri, activități miniere)

Varianța – Varianța (σ^2) este o măsură a gradului de împrăștiere a valorilor unui set de date față de medie. Varianța însumează abaterea pătratică de la medie a tuturor valorilor posibile ale lui x . Varianța are unități care sunt unitățile pătrate ale lui x . Utilizarea acestor unități limitează valorile intuitive ale varianței.

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}{n-1} \quad (8)$$

Unde: σ^2 = varianța

MINISTERUL JUSTITIEI
PĂTRĂSCANU VALENTINA
Nr 1/770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT

n = numărul eșantionului
 x_i = valoarea din setul de date
 μ = media eșantionului de date

Participație la capitalul de lucru – Resursele de prospectare din participația la capitalul de lucru sunt acea parte din resursele brute de prospectare care au potențialul de a fi produse din proprietățile atribuite procentului deținut de "Companie" înaintea deducerii oricăror obligații de tip redevențe asociate, profituri nete de plată sau parte din profit de plată către guvern. Participația la capitalul de lucru reprezintă un procent din acțiunile unui contract de concesiune de petrol sau gaze care îi garantează deținătorului dreptul de a explora, foră și produce petrol și gaze din postura de proprietar. Deținătorii de participații la capitalul de lucru sunt obligați să plătească un procent corespunzător din costurile aferente concesiunii, forării, producerii și operării sondelor sau unității de lucru. Participația la capitalul de lucru de asemenea îndreptățește deținătorul să împartă câștigurile din producție cu ceilalți deținători de Participații la capitalul de lucru, în funcție de procentul de participație la capitalul de lucru deținut.

Subsemnata Pătrășcanu Valentina, traducător autorizat de Ministerul Justiției cu numărul 11770, confirm prin prezenta semnătură că traducerea textului în limba română corespunde exact textului original din limba engleză.

MINISTERUL JUSTIȚIEI
PĂTRĂȘCANU VALENTINA
Nr 11770
TRADUCĂTOR AUTORIZAT