



Grupul OMV Petrom: rezultatele¹ pentru ianuarie – martie 2015 inclusiv situatiile financiare interimare la 31 martie 2015

T1/15 comparativ cu T1/14

- ▶ **Productie de hidrocarburi din Romania de peste 174 mii bep/zi, cu ~2% mai mare comparativ cu T1/14, ca urmare a investitiilor realizate in trecut**
- ▶ **Profiturile operationale din Upstream au fost afectate de scaderea cu ~50% a pretului titeiului**
- ▶ **Contributie solida din Downstream Oil, reflectand valoarea activitatii noastre integrate si redresarea graduala a pietei**
- ▶ **Neptun Deep: activitatea de explorare continua, conform planificarii**

Mariana Gheorghe, CEO al OMV Petrom S.A.:

“Ca urmare a investitiilor efectuate in trecut, productia de hidrocarburi din Romania a crescut in T1/15 cu aproximativ 2% comparativ cu aceeași perioada a anului precedent, datorita contributiei crescute a operatiunilor de reparatii capitale si a proiectelor de (re)dezvoltare a zacamintelor. Cu toate acestea, rezultatul Upstream a fost afectat de scaderea abrupta a preturilor titeiului, care a fost doar partial compensata de efectele pozitive ale cursului de schimb si de cresterea usoara a volumelor vandute. In explorare, impreuna cu ExxonMobil, am finalizat forajul la doua sonde in zona de mare adancime a Marii Negre si, de atunci, platforma a fost mutata intr-o noua locatie de forare din blocul Neptun Deep. In Downstream Oil, contributia din activitatea de rafinare a fost foarte buna, determinata de marje de rafinare favorabile si de performanta operationala imbunatatita, in timp ce, in activitatea de marketing, vanzarile cu amanuntul au crescut cu 4% comparativ cu aceeași perioada a anului precedent.

Ca raspuns la pretul scazut al titeiului, ne-am redus planurile de investitii pentru 2015 ale Grupului cu aproximativ 30% fata de anul precedent si am continuat sa ne optimizam structura de costuri, masuri preconizate a ne proteja pozitia fluxului de numerar extins. Aceste initiative ne vor afecta, insa, productia viitoare de hidrocarburi. In urmatoarele luni, ne asteptam ca discutiile publice referitoare la mediul fiscal si de reglementare sa continue, asa cum a fost anuntat de catre autoritati, si vizam obtinerea unui cadru stabil, predictibil si favorabil investitiilor, o conditie-cheie pentru investitiile viitoare.”

T4/14	T1/15	T1/14	Δ%	Indicatori principali (mil lei)	2014	2013	Δ%
(111)	494	1.472	(66)	EBIT	3.338	5.958	(44)
1.026	594	1.477	(60)	EBIT CCA excluzand elementele speciale ²	5.202	6.015	(14)
(304)	349	1.075	(68)	Profit net atribuibil actionarilor OMV Petrom S.A. ³	2.103	4.821	(56)
668	433	1.080	(60)	Profit net CCA atribuibil actionarilor OMV Petrom S.A. excluzand elementele speciale ^{2,3}	3.764	4.869	(23)
(0,0054)	0,0062	0,0190	(68)	Profit pe actiune (lei)	0,0371	0,0851	(56)
0,0118	0,0076	0,0191	(60)	Profit CCA excl. elementele speciale pe actiune (lei) ²	0,0665	0,0860	(23)
1.851	791	2.072	(62)	Flux de numerar din activitati de exploatare	6.830	8.048	(15)
-	-	-	n.a.	Dividend pe actiune (lei)	0,0112	0,0308	(64)

Incepand cu 1 aprilie 2015 segmentele de activitate au fost redenumite astfel: Explorare si Productie devine Upstream, Rafinare si Marketing devine Downstream Oil, Gaze si Energie devine Downstream Gas.

¹ Cifrele financiare sunt neauditate si prezinta rezultatele consolidate ale Grupului OMV Petrom (denumit in continuare si „Grupul”), intocmite in conformitate cu standardele internationale de raportare financiara (IFRS); toti indicatorii se refera la Grupul OMV Petrom, cu exceptia situatiilor in care se mentioneaza altfel; indicatorii financiari sunt exprimati in milioane lei si sunt rotunjiti la cel mai apropiat numar intreg, prin urmare pot rezulta mici diferente la reconciliere. In procesul de consolidare, OMV Petrom utilizeaza ca referinta ratele de schimb valutare ale Bancii Nationale a Romaniei

² Ajustat pentru elementele exceptionale, nerecurente; valoarea CCA (costul curent de achizitionare) excluzand elementele speciale nu include efectele nerecurente speciale si efectele din detinerea stocurilor (efectele CCA) rezultate din activitatea de Downstream Oil

³ Dupa deducerea profitului net atribuibil interesului minoritar.



Aspecte financiare

T4/14	T1/15	T1/14	Δ%	mil lei	2014	2013	Δ%
5.347	4.271	5.296	(19)	Vanzari ¹	21.541	24.185	(11)
369	164	1.372	(88)	EBIT Upstream ²	3.932	5.529	(29)
(1.127)	345	108	219	EBIT Downstream	(897)	498	n.m.
(40)	(26)	(10)	148	EBIT Corporativ si altele	(151)	(97)	55
687	11	2	n.m.	Consolidare	454	29	n.m.
(111)	494	1.472	(66)	EBIT Grup	3.338	5.958	(44)
(981)	(8)	(0)	n.m.	Elemente speciale ³	(1.592)	(33)	n.m.
(27)	(8)	(2)	264	din care: Personal si restructurare	(104)	(21)	404
(917)	(3)	-	n.a.	Depreciere aditionala	(1.412)	(66)	n.m.
(38)	3	2	48	Altele	(76)	54	n.m.
(156)	(92)	(5)	n.m.	Efecte CCA: Castig/(pierdere) din detinerea stocurilor	(272)	(24)	n.m.
532	175	1.372	(87)	Upstream EBIT excluzand elemente speciale ^{2,4}	4.667	5.542	(16)
248	177	114	55	Downstream EBIT CCA excluzand elemente speciale ⁴	591	541	9
(40)	(26)	(10)	148	EBIT Corporativ si altele excluzand elemente speciale ⁴	(108)	(96)	12
285	268	2	n.m.	Consolidare	52	29	81
1.026	594	1.477	(60)	EBIT CCA excluzand elemente speciale ⁴	5.202	6.015	(14)
(277)	472	1.340	(65)	Profit din activitatea curenta	2.909	5.699	(49)
(307)	345	1.075	(68)	Profit net	2.100	4.824	(56)
(304)	349	1.075	(68)	Profit net atribuibil actionarilor OMV Petrom S.A. ⁵	2.103	4.821	(56)
668	433	1.080	(60)	Profit net CCA atribuibil actionarilor OMV Petrom S.A. excluzand elemente speciale ^{4,5}	3.764	4.869	(23)
(0,0054)	0,0062	0,0190	(68)	Profit pe actiune (lei)	0,0371	0,0851	(56)
0,0118	0,0076	0,0191	(60)	Profit pe actiune CCA excluzand elemente speciale (lei) ⁴	0,0665	0,0860	(23)
1.851	791	2.072	(62)	Flux de numerar din activitati de exploatare	6.830	8.048	(15)
0,0327	0,0140	0,0366	(62)	Fluxul de numerar pe actiune (lei)	0,1206	0,1421	(15)
890	1.528	(356)	n.m.	Datorii nete	890	332	168
3	6	(1)	n.m.	Grad de indatorare (%) ⁶	3	1	164
1.758	1.062	1.249	(15)	Investitii	6.239	5.303	18
-	-	-	n.a.	Dividend pe actiune (lei)	0,0112	0,0308	(64)
-	7,1	19,0	(63)	ROFA (%)	10,3	19,7	(48)
-	4,8	17,9	(73)	ROACE (%)	7,6	19,0	(60)
-	11,0	18,1	(39)	ROACE CCA excl. elemente speciale (%) ⁴	13,6	19,2	(29)
-	5,1	17,8	(71)	ROE (%)	7,8	19,4	(60)
(11)	27	20	36	Rata efectiva a impozitului pe profit la nivel de Grup (%)	28	15	81
16.948	16.726	19.509	(14)	Angajati Grup OMV Petrom la sfarsitul perioadei	16.948	19.619	(14)

Cifrele din tabelul de mai sus si din tabelele urmatoare sunt rotunjite la cel mai apropiat numar intreg, prin urmare pot rezulta mici diferente la reconciliere.

¹ Vanzari excluzand accizele la produse petroliere; ² Nu include eliminarea profitului intre segmente, prezentat in linia „Consolidare”; ³ Elementele speciale se aduna la sau se scad din EBIT; pentru detalii suplimentare consultati sectiunile dedicate segmentelor de activitate; ⁴ Ajustat pentru elementele exceptionale, nerecurente; valoarea CCA (costul curent de achizitionare) excluzand elementele speciale nu include efectele nerecurente speciale si efectele din detinerea stocurilor (efectele CCA) rezultate din activitatea Downstream Oil; ⁵ Dupa deducerea profitului net atribuibil interesului minoritar;

⁶ Datoria neta impartita la capitaluri proprii.

In acest raport, rezultatele aferente Downstream reprezinta totalul rezultatelor Downstream Oil si Downstream Gas, cu exceptia situatiilor in care se mentioneaza altfel.

Segmentele de activitate

Upstream

T4/14	T1/15	T1/14	Δ%	mil lei	2014	2013	Δ%
369	164	1.372	(88)	EBIT ¹	3.932	5.529	(29)
(164)	(11)	-	n.m.	Elemente speciale	(735)	(13)	n.m.
532	175	1.372	(87)	EBIT excluzand elementele speciale ¹	4.667	5.542	(16)
1.283	862	1.987	(57)	EBITD excluzand elementele speciale	7.302	8.031	(9)
1.652	1.018	1.084	(6)	Investitii	5.349	4.401	22

T4/14	T1/15	T1/14	Δ%	Indicatori principali	2014	2013	Δ%
16,71	16,52	16,36	1	Productie totala hidrocarburi (mil bep)	65,82	66,64	(1)
182	184	182	1	Productie totala hidrocarburi (mii bep/zi) ²	180	183	(1)
7,74	7,67	7,83	(2)	Productie titei si condensat (mil bbl)	30,94	32,10	(4)
1,37	1,36	1,31	4	Productie gaze naturale (mld mc)	5,34	5,29	1
48,47	47,85	46,15	4	Productie gaze naturale (mld cf)	188,54	186,91	1
75,85	52,89	107,42	(51)	Pret mediu Ural (USD/bbl)	97,95	108,30	(10)
64,25	45,37	95,54	(53)	Pret mediu realizat la titei la nivel de Grup (USD/bbl)	86,67	96,85	(11)
426	365	99	267	Investitii de explorare (mil lei)	1,224	453	170
(5)	66	44	52	Cheltuieli de explorare (mil lei)	156	423	(63)
17,02	14,23	17,00	(16)	Cost de productie (USD/bep)	17,27	15,45	12

¹ Nu include eliminarea profitului intre segmente; ² Cifrele care exprima productia in mii bep/zi sunt rotunjite

Trimestrul intai 2015 (T1/15) comparativ cu trimestrul intai 2014 (T1/14)

- ▶ **Productia din Romania peste 174 mii bep/zi, cu ~ 2% mai mare fata de T1/14, pe baza contributiei mai mari a operatiunilor de reparatii capitale si proiectelor de re(dezvoltare)**
- ▶ **EBIT-ul excluzand elementele speciale afectat de preturile mai mici realizate la titei**
- ▶ **Neptun Deep: activitatea de foraj a continuat**

In T1/15, pretul mediu Ural a scazut cu 51% comparativ cu nivelul inregistrat in T1/14, atingand valoarea de 52,89 USD/bbl. Pretul mediu realizat la titei a scazut cu 53%, la valoarea de 45,37 USD/bbl.

EBIT excluzand elementele speciale a scazut in T1/15 cu 87%, inregistrand valoarea de 175 mil lei, in principal din cauza preturilor mai mici la titei si condensat, partial compensate de efectele favorabile ale cursului de schimb valutar (aprecierea USD fata de RON cu 20%) si de volumele de vanzari mai mari de gaze si condensat. EBIT-ul raportat in T1/15 a scazut cu 88%, atingand valoarea de 164 mil lei, reflectand elementele speciale, in principal aferente restructurarii personalului.

Costurile de productie ale Grupului in USD/bep au scazut cu 16% comparativ cu T1/14, in principal datorita cursului de schimb valutar favorabil. In Romania, costurile de productie exprimate in USD/bep au scazut cu 17%, in timp ce, exprimate in RON/bep, au scazut cu 1% comparativ cu nivelul inregistrat in T1/14, reflectand reducerea cheltuielilor aferente impozitului pe constructii, si cele cu materialele, precum si nivelul mai ridicat al productiei disponibile pentru vanzare.

Investitiile de explorare au crescut la 365 mil lei (T1/14: 99 mil lei), reflectand in principal forajul in desfasurare in cadrul perimetrului Neptun Deep in parteneriat cu operatorul ExxonMobil. In T1/15, cheltuielile de explorare au fost de 66 mil lei, in principal reflectand o sonda onshore care nu a avut succes. In martie, a fost finalizat forajul sondei Pelican South-1 si a inceput forajul unei noi sonde de explorare.

Productia zilnica de hidrocarburi a Grupului a fost de 183,5 mii bep/zi (din care 174,3 mii bep/zi in Romania), iar productia totala a fost de 16,5 mil bep, reflectand cresterea productiei in Romania si scaderea celei din Kazahstan. In Romania, productia totala de titei si gaze a fost de 15,7 mil bep, cu 2% mai mare fata de nivelul inregistrat in T1/14 (15,4 mil bep). Productia interna de titei a fost de 6,9 mil bbl, cu 2% mai mica fata de T1/14 (7,0 mil bbl) din cauza declinului natural si a reparatiilor capitale planificate la sonde-cheie. Productia interna de gaze a crescut cu 4% la 8,8 mil bep, in principal datorita noilor sonde puse in productie pe zacamantul Bustuchin, precum si cresterii debitului prin duza in sondele din zacamantul Totea. In Kazahstan, productia a atins nivelul de 0,8 mil bep, cu 9% mai mic comparativ cu perioada similara a anului 2014, reflectand in principal declinul natural

accentuat al zacamintelor-cheie, precum si anumite constrangeri de natura tehnica (asociate limitarilor la gaze si productiei de apa). Volumul vanzarilor de hidrocarburi a crescut cu 1% comparativ cu T1/14, in principal datorita unor volume mai mari de gaze si condensat vandute in Romania.

In T1/15, a fost finalizat forajul a 37 de sonde noi si sidetrack-uri, comparativ cu 18 sonde noi forate in perioada similara a anului precedent.

Trimestrul intai 2015 (T1/15) comparativ cu trimestrul al patrulea 2014 (T4/14)

In T1/15, pretul mediu Ural a atins valoarea de 52,89 USD /bbl, in scadere cu 30% comparativ cu T4/14. Pretul mediu realizat la titei a scazut cu 29% atingand valoarea de 45,37 USD /bbl.

EBIT excluzand elementele speciale a scazut cu 67% comparativ cu T4/14, in principal din cauza vanzarilor de titei si gaze mai mici care au contrabalansat efectele favorabile ale cursului de schimb valutar (aprecierea USD fata de RON cu 12%) si redeventele mai mici. EBIT-ul raportat a scazut cu 55% comparativ cu rezultatul inregistrat in T4/14 care a reflectat elementele speciale mai mari, in principal aferente ajustarii de depreciere din Kazahstan ca urmare a proiectului fara succes de redevoltare a zacamintelor TOC.

Costurile de productie la nivel de Grup exprimate in USD/bep au scazut cu 16% comparativ cu nivelul inregistrat in T4/14, in principal datorita efectelor favorabile ale cursului de schimb si cheltuielilor cu serviciile mai mici. Costurile de productie in Romania exprimate in USD/bep au scazut cu 16%, iar cele exprimate in RON/bep au scazut cu 6% (54,73 lei/bep), reflectand reducerea impozitului pe constructii si un management strict al costurilor.

Productia zilnica a Grupului a inregistrat o crestere de 1% la valoarea de 183,5 mii bep/zi, datorita cresterii volumelor zilnice in Romania, in timp ce productia totala a atins valoarea de 16,5 mil bep (T4/14: 16,7 mil bep). Volumul de vanzari la nivel de Grup a inregistrat o scadere de 1% comparativ cu T4/14, in principal din cauza vanzarilor mai mici in Kazahstan.

Downstream

T4/14	T1/15	T1/14	Δ%	mil lei	2014	2013	Δ%
(1.127)	345	108	219	EBIT	(897)	498	n.m.
(817)	3	(0)	n.m.	Elemente speciale	(815)	(19)	n.m.
(558)	165	(5)	n.m.	Efect CCA; castiguri/(pierderi) din detinerea stocurilor ¹	(674)	(24)	n.m.
248	177	114	55	EBIT CCA excluzand elementele speciale ¹	591	541	9
230	174	75	131	din care Downstream Oil	654	374	75
18	3	39	(92)	din care Downstream Gas	(63)	167	n.m.
436	354	291	22	EBITD CCA excluzand elementele speciale	1.300	1.258	3
101	44	155	(72)	Investitii	797	845	(6)

T4/14	T1/15	T1/14	Δ%	Indicatori principali Downstream Oil	2014	2013	Δ%
5,90	8,24	(2,41)	n.m.	Marja de rafinare (USD/bbl) ²	1,89	(2,83)	n.m.
1,14	1,00	1,00	0	Input rafinare (mil tone) ³	4,01	4,01	0
101	86	92	(7)	Rata de utilizare a rafinarii (%) ⁴	89	90	(1)
1,30	1,10	1,11	(1)	Vanzari totale produse rafinate (mil tone) ⁵	4,81	5,22	(8)
0,89	0,75	0,72	5	din care vanzari marketing (mil tone) ⁶	3,38	3,62	(7)

Indicatori principali Downstream Gas							
14,31	16,69	13,47	24	Vanzari de gaze (TWh)	47,70	52,70	(9)
13,05	15,95	12,00	33	din care catre terti (TWh)	44,29	46,22	(4)
53,3	53,3	50,6	5	Pret mediu reglementat al gazelor din productia interna pentru sectorul casnic (RON/MWh)	52,3	47,4	10
130	144	129	12	Pret mediu al gazelor de import (RON/MWh) ⁷	120	131	(9)
0,55	0,29	0,58	(50)	Productia neta de energie electrica (TWh)	1,32	2,86	(54)
189	162	145	12	Pret mediu spot al energiei electrice livrate in banda pe OPCOM (RON/MWh)	154	156	(1)

¹ Costul curent de achizitionare (CCA): EBIT CCA excluzand elementele speciale elimina efectele nerecurente speciale si pierderile/castigurile din detinerea stocurilor (efectele CCA) rezultate din activitatea Downstream Oil

² Incepand cu T3/14, ca urmare a finalizarii programului de modernizare a rafinarii Petrobrazi, structura standard de produse utilizata pentru calcularea indicatorului a fost actualizata; cifrele raportate anterior nu au fost ajustate; marjele de rafinare efectiv realizate de OMV Petrom pot fi diferite fata de acest indicator, ca urmare a mixului diferit de titei si produse si a conditiilor diferite de operare

³ Cifrele includ titei si produse semifinite, in conformitate cu standardele de raportare ale Grupului OMV

⁴ Dupa finalizarea programului de modernizare a rafinarii Petrobrazi, s-a putut demonstra functionarea rafinarii la capacitate maxima luand in calcul cele mai bune 30 de zile consecutive. Ca urmare, capacitatea de prelucrare anuala a rafinarii a fost actualizata de la 4,2 mil tone la 4,5 mil tone incepand cu T1/15; cifrele raportate anterior nu au fost ajustate

⁵ Includ toate produsele vandute de Grupul OMV Petrom

⁶ Exclud vanzarile la export, acestea fiind incluse in vanzarile totale de produse rafinate

⁷ Valorile reprezinta estimarile ANRE

Trimestrul intai 2015 (T1/15) comparativ cu trimestrul intai 2014 (T1/14)

- ▶ **Downstream Oil: contributie mai mare atat din activitatea de rafinare, cat si din cea de marketing**
- ▶ **Indicatorul marja de rafinare a crescut, in principal, datorita mixului standard de produse actualizat si costului mai mic cu titeiul; volumele de vanzari din marketing au crescut cu 5%**
- ▶ **Rezultatul din Downstream Gas a fost afectat de provizioanele pentru creante restante**
- ▶ **Vanzarile de gaze au crescut cu 24%**

EBIT CCA excluzand elementele speciale a crescut cu 55% in T1/15 ajungand la 177 mil lei, in principal ca urmare a performantei foarte bune a activitatii de rafinare. EBIT-ul raportat s-a imbunatatit semnificativ comparativ cu T1/14, ajungand la 345 mil lei, reflectand in principal castiguri din detinerea stocurilor (efecte CCA) de 165 mil lei.

In T1/15, EBIT CCA excluzand elementele speciale din **Downstream Oil**, a crescut la 174 mil lei, sustinut de marje de rafinare favorabile, de performanta operationala imbunatatita dupa modernizarea rafinarii, precum si de contributia mai buna din activitatea de marketing. In plus, efectul pozitiv din reevaluarea stocurilor de 257 mil lei a fost partial compensat de pierderi din detinerea stocurilor, in valoare de (92) mil lei, conducand la un EBIT raportat de 342 mil lei.

Indicatorul marja de rafinare a crescut semnificativ de la (2,41) USD/bbl in T1/14 la 8,24 USD/bbl in T1/15, datorita structurii standard de produse actualizata, costului mai redus cu titeiul si marjelor mai mari la produse.

Rata de utilizare a rafinarii a fost de 86% (92% in T1/14), reflectand, de asemenea, ajustarea capacitatii de prelucrare a rafinarii la 4,5 mil tone/an incepand cu T1/15 (anterior 4,2 mil tone/an).

Vanzarile totale de produse rafinate au scazut cu 1%, reflectand vanzari mai mici catre export. In plus, OMV Petrom a trebuit sa constituie si sa mentina niveluri ridicate de stocuri obligatorii de produse petroliere, care au depasit nivelul stocurilor inregistrat anterior.

Volumul total al vanzarilor din marketing ale Grupului in T1/15 a fost cu 5% peste nivelul inregistrat in T1/14. Vanzarile cu amanuntul ale Grupului, care au reprezentat 71% din vanzarile totale din marketing, au crescut cu 4% comparativ cu T1/14 datorita cresterii cererii pe piata, determinata in principal de scaderea cotațiilor la produse. Vanzarile comerciale au crescut cu 6% reflectand vanzari mai mari de motorina, benzina si combustibil de aviatie ca urmare a cresterii cererii.

La sfarsitul T1/15, numarul de statii de distributie operate in cadrul Grupului OMV Petrom era de 778, cu 6 unitati mai putin comparativ cu T1/14, in special ca urmare a optimizarii retelei de distributie in Bulgaria.

EBIT excluzand elementele speciale din **Downstream Gas** a scazut cu 92%, ajungand la 3 mil lei in T1/15, in principal din cauza provizioanelor in valoare de 38 mil lei pentru creante restante inregistrate in activitatea de gaze, in pofida volumelor de gaze vandute mai mari.

Consumul estimat de gaze naturale al Romaniei a scazut cu 4% comparativ cu T1/14, in timp ce volumul vanzarilor de gaze ale OMV Petrom a crescut cu 24%, datorita vanzarilor mai mari catre industria producatoare de ingrasaminte chimice si pe piata reglementata, precum si datorita contractarii unor noi clienti, compensand utilizarea redusa a centralei electrice de la Brazi.

La sfarsitul T1/15, volumul total de gaze naturale aflat in depozitele subterane, detinut de OMV Petrom, era de 7 mil mc, comparativ cu 74 mil mc la sfarsitul T1/14.

In T1/15, pretul reglementat al gazelor pentru consumatorii casnici a crescut cu 5% comparativ cu T1/14 la 53,3 lei/MWh, in timp ce pretul pentru sectorul non-casnic s-a liberalizat incepand cu ianuarie 2015. Pe Bursa Romana de Marfuri, prețul gazelor naturale din productia interna a variat intre 87,5 lei/MWh si 90 lei/MWh pentru contractele semnate si gazele livrate in T1/15. Pretul mediu al gazelor de import estimat de ANRE a fost de 380 USD/1.000 mc (sau echivalentul a 144,0 lei/MWh).

Din ianuarie 2015, cota de import pentru sectorul non-casnic nu mai este obligatorie, in timp ce in T1/14 cota medie de import stabilita de ANRE pentru sectorul non-casnic a fost de 23%.

Conform estimarilor, productia bruta de energie electrica a Romaniei a crescut cu aproape 6% fata de acelasi trimestru al anului precedent, in timp ce cererea de energie electrica la nivel national a crescut cu 3% si exporturile nete de energie electrica au crescut cu 45%.

Conform datelor preliminare publicate de OPCOM, pretul pentru energia electrica livrata in banda s-a situat la valoarea medie de 162 lei/MWh (T1/14: 145 lei/MWh) si la 197 lei/MWh (T1/14: 193 lei/MWh) pentru energia electrica livrata in orele de varf. Marjele medii negative s-au deteriorat usor fata de T1/14 din cauza pretului mai mare la gaze, conducand astfel la scaderea productiei nete de energie electrica a centralei de la Brazi la 0,26 TWh (T1/14: 0,55 TWh).

In T1/15, parcul eolian Dorobantu a generat o productie neta de electricitate de aproximativ 0,03 TWh, cu 9% mai mare decat in T1/14. Pentru electricitatea produsa si livrata, OMV Petrom Wind Power S.R.L. a primit ~45.900 de certificate verzi, din care jumătate se asteapta sa devina eligibile pentru tranzactionare dupa 1 ianuarie 2018 (T1/14: ~40.500 de certificate verzi, jumătate dintre ele eligibile pentru tranzactionare).

Trimestrul intai 2015 (T1/15) comparativ cu trimestrul al patrulea 2014 (T4/14)

EBIT CCA excluzand elementele speciale a scazut cu 29% comparativ cu T4/14, fiind afectat in principal de contributia sezoniera scazuta din activitatea de marketing. EBIT-ul raportat s-a imbunatatit semnificativ comparativ cu T4/14, cand a fost influentat in principal de deprecierea de (716) mil lei din activitatea de energie, precum si de pierderi din detinerea stocurilor (efecte CCA) in valoare de (558) mil lei.

EBIT CCA excluzand elementele speciale din **Downstream Oil** a scazut in T1/15 comparativ cu T4/14, determinat de scaderea sezoniera a volumelor de vanzari din marketing, partial compensata de imbunatatirea marjelor de rafinare.

Rata de utilizare a rafinării a fost de 86%, în timp ce indicatorul marja de rafinare a crescut la 8,24 USD/bbl în T1/15 de la nivelul de 5,90 USD/bbl înregistrat în T4/14, în principal ca urmare a costului mai redus al titeiului și a marjelor mai mari la produsele petroliere.

Comparativ cu T4/14, EBIT excluzând elementele speciale din **Downstream Gas** a scăzut cu 83% în T1/15, în principal din cauza provizionului de 38 mil lei pentru creanțe restante înregistrate în activitatea de gaze în T1/15, în timp ce rezultatul din T4/14 a fost susținut de reversarea provizionului de 30 mil lei ca urmare a încasării creanțelor.

Consumul estimat de gaze naturale al României a crescut cu 11% față de T4/14 datorită temperaturilor scăzute, care au determinat creșterea cererii din sectorul de termoficare. Volumul vânzărilor de gaze ale OMV Petrom a crescut cu 17%, reflectând atât vânzarile mai mari pe piața reglementată cât și vânzarile către clienți noi.

Productia neta de electricitate a centralei de la Brazi a scăzut cu 49% față de T4/14, fiind determinată de marjele medii negative. Productia neta de electricitate a parcului eolian Dorobantu a rămas stabilă comparativ cu T4/14.

Perspective 2015

Mediul de piata, fiscal si de reglementare

Pentru anul 2015 ne asteptam ca pretul mediu al titeiului Brent sa inregistreze o valoare medie intre 50-60 USD/bbl. Diferentialul Brent-Urals se anticipeaza ca va ramane relativ mic.

Piata de **gaze si electricitate, precum si cadrul de reglementare** trec printr-o perioada de continua schimbare care ar putea influenta negativ rezultatele financiare si operationale ale companiei.

In 2015 nu ne asteptam ca cererea de **gaze** a Romaniei sa se redreseze, ceea ce va conduce la cresterea concurentei si astfel la o presiune suplimentara asupra preturilor si marjelor.

Pe piata de **energie electrica** cererea este de asteptat sa ramana relativ stabila si preturile sa ramana sub presiune.

In 2015, se estimeaza ca marjele de **rafinare** vor scadea de la maximele recente, ca urmare a persistentei supracapacitatii de rafinare pe pietele locale si europene.

Ca urmare a scaderii cotatei titeiului, se estimeaza ca preturile mai reduse ale produselor petroliere vor sustine cererea din **marketing**, in contextul cresterii concurentei.

Conform declaratiilor publice ale autoritatilor, **cadrul general de taxare** din Romania este supus unor schimbari care ar putea intra in vigoare la inceputul anului viitor. In plus, anticipam consultari publice in ceea ce priveste sistemul de taxare pentru segmentul de upstream, care este prevazut a se aplica incepand cu 2016.

Asa cum am declarat anterior, obiectivul nostru ramane obtinerea pe termen lung a unui cadru fiscal si de reglementare stabil si favorabil investitiilor, conditie-cheie a investitiilor viitoare.

OMV Petrom Grup

- ▶ Programul de investitii pentru 2015 este estimat la aproximativ 1 mld euro, din care aproximativ 85% va fi dedicat proiectelor din Upstream. Se estimeaza ca scaderea investitiilor comparativ cu anul trecut va impacta negativ productia viitoare de hidrocarburi;
- ▶ Intensificarea programelor de optimizare a costurilor in toate segmentele de activitate pentru a fi pregatiti pentru un mediu de piata cu un pret scazut al titeiului pentru o perioada prelungita;
- ▶ Pentru a proteja partial fluxul de numerar al Grupului de impactul negativ al scaderii pretului titeiului pentru perioada iulie 2015 – iunie 2016, OMV Petrom a angajat instrumente de acoperire a riscului pentru un volum de productie de 15.000 barili pe zi (aproximativ 20% din productia de titei a grupului). Printr-un program „zero premium collar” OMV Petrom a asigurat pentru cantitatea mentionata un nivel minim al pretului titeiului Brent de 55 USD/bbl renuntand la cresterea peste nivelul de ~69 USD/bbl in perioada iulie-decembrie 2015, peste nivelul de ~73 USD/bbl in perioada ianuarie-martie 2016 si peste nivelul de ~82 USD/bbl in perioada aprilie-iunie 2016.

Upstream

- ▶ Productia in Romania a crescut in T1/15 peste 174 mii bep/zi; se preconizeaza ca media anuala va fi in scadere cu ~2,5% comparativ cu anul precedent avand in vedere reparatiile capitale planificate la sondele-cheie in Totea si Mamu si modernizarea compresoarelor de gaze offshore (Lebada NAG) in cea de-a doua jumatate a anului, precum si impactul reducerii investitiilor;
- ▶ Un potential mediu scazut de pret al titeiului pe o perioada indelungata se asteapta sa duca la scaderea investitiilor anuale in Upstream cu 25-35% precum si a productiei de hidrocarburi cu pana la 4% intre 2015 – 2017 fata de 2014;
- ▶ Vom continua derularea initiativelor de excelenta operationala, punand accent pe eficienta, tinand cont si de mediul de operare;
- ▶ Activitatile operationale se vor concentra pe executarea a circa 1.000 de lucrari de reparatii capitale si forarea a aproximativ 70 de sonde noi, in functie de evolutia mediului de piata si a celui fiscal;
- ▶ Proiectele de redezvoltare in curs vor fi prioritizate pe baza valorii adaugate; 12 proiecte aflate in dezvoltare/executie vor continua anul acesta; din cele 17 proiecte aflate in faza de evaluare la sfarsitul anului 2014, 4 vor continua in acest an iar 13 sunt re-proiectate;

- ▶ Parteneriatul cu Repsol: o sonda (4000 Piscuri) a atins adancimea tinta si va fi testata, iar o alta sonda (6500 Baicoi) este suspendata din motive tehnice; alte doua lead-uri se asteapta a fi prospectate;
- ▶ Parteneriatul cu Hunt Oil: descoperirea Padina Nord va intra in faza urmatoare; optiunile de dezvoltare sunt in curs de analiza;
- ▶ Parteneriatul cu ExxonMobil pentru Neptun Deep: operatiunile de foraj continua conform planificarii, sonda de explorare Pelican South-1 fiind finalizata in martie 2015 si sonda de explorare Dolphin-1 finalizata la inceputul lunii mai; de la acea data, instalatia de foraj a fost mutata la o noua locatie de foraj; se vor lua in considerare si alte obiective de explorare pentru 2015. Rezultatele forajului obtinute pana acum, impreuna cu datele suplimentare obtinute din activitatea de explorare vor fi folosite pentru evaluarea potentialului intregului zacamant;
- ▶ Continuarea optimizarii portofoliului Upstream prin vanzarea zacamintelor marginale selectate;
- ▶ In Kazahstan – vom continua implementarea planului de injectie de apa in zacamintele TOC si Komsomolskoe pentru a mentine presiunea de zacamant si a incetini ritmul declinului natural al productiei.

Downstream

- ▶ Vom continua sa beneficiem de pe urma finalizarii cu succes a modernizarii rafinarii Petrobrazi de-a lungul intregului lant valoric; in plus, rafinaria va continua imbunatatirea eficientei in mod economic;
- ▶ Programul de optimizare a retelei de depozite de produse petroliere va continua cu lucrarile de reconstructie a terminalului din Cluj, estimate a fi finalizate pana la sfarsitul anului 2015;
- ▶ Vom optimiza lantul valoric al gazelor intr-o maniera integrata, pentru a contracara dinamic provocarile din piata si pentru a maximiza valoarea generata;
- ▶ Se estimeaza ca marjele din activitatea de energie electrica vor continua sa fie sub presiune, ceea ce poate duce la un rezultat negativ al acestei activitati in 2015; in acest context accentul se va pune pe managementul strict al costurilor, pe optimizarea portofoliului si pe capturarea oportunitatilor din piata prin valorificarea flexibilitatii operationale a centralei de la Brazi;
- ▶ Intrerupere planificata, de trei saptamani, a centralei electrice de la Brazi, pana pe 7 mai 2015.

Situatiile financiare interimare ale Grupului si notele la situatiile financiare (simplificate, neauditate)

Principii, politici si metode contabile

Situatiile financiare interimare consolidate simplificate pentru primele trei luni incheiate la 31 martie 2015 au fost intocmite in conformitate cu IAS 34 Raportare Financiara Interimara.

Situatiile financiare interimare consolidate simplificate nu includ toate informatiile si elementele publicate in raportarea anuala si trebuie sa fie citite impreuna cu situatiile financiare anuale consolidate ale Grupului, intocmite la 31 decembrie 2014.

Politicele contabile si metodele de evaluare folosite pentru intocmirea situatiilor financiare interimare consolidate simplificate concorda cu cele folosite la intocmirea situatiilor financiare anuale consolidate ale Grupului, pentru anul incheiat la 31 decembrie 2014.

Structura detaliata a companiilor consolidate din Grupul OMV Petrom la 31 martie 2015 este prezentata in Anexa 1 la acest raport.

Situatiile financiare interimare consolidate simplificate pentru T1/15 nu sunt auditate si nu au fost revizuite de catre un auditor extern.

Schimbari in structura consolidata a Grupului

In T1/15 nu s-a produs nicio modificare in structura consolidata a Grupului.

Sezonalitate si ciclicitate

Sezonalitatea este semnificativa mai ales in downstream; pentru detalii, a se vedea sectiunea ce prezinta segmentele de activitate.

In plus fata de situatiile financiare interimare si notele acestora, informatii suplimentare despre principalii factori ce influenteaza situatiile financiare interimare intocmite la 31 martie 2015 sunt furnizate ca parte a descrierii activitatii segmentelor Grupului OMV Petrom.

Ratele de schimb

OMV Petrom utilizeaza in procesul de consolidare ratele de schimb comunicate de Banca Nationala a Romaniei (BNR). Situatiile veniturilor si cheltuielilor filialelor sunt transformate in RON, folosind medii ale ratelor de schimb zilnice publicate de BNR si detaliate in tabelul de mai jos.

Situatiile pozitiei financiare ale filialelor straine sunt transformate in RON, folosind metoda cursului de inchidere ce utilizeaza ratele de schimb din ultima zi a perioadei de raportare publicate de BNR si detaliate in tabelul de mai jos.

T4/14	T1/15	T1/14	Δ%	Rate de schimb BNR	2014	2013	Δ%
4,433	4,450	4,503	(1)	Rata medie de schimb EUR/RON	4,444	4,419	1
3,547	3,959	3,287	20	Rata medie de schimb USD/RON	3,349	3,328	1
4,482	4,410	4,451	(1)	Rata de schimb EUR/RON din ultima zi a perioadei de raportare	4,482	4,485	0
3,687	4,112	3,242	27	Rata de schimb USD/RON din ultima zi a perioadei de raportare	3,687	3,255	13

Situatia veniturilor si cheltuielilor (neauditata)

T4/14	T1/15	T1/14	Situatia consolidata a veniturilor si cheltuielilor (mil lei)	2014	2013
5.346,70	4.270,74	5.295,93	Venituri din vanzari	21.541,26	24.185,22
(124,21)	(108,54)	(132,37)	Cheltuieli directe de distributie	(479,70)	(646,20)
(4.829,00)	(3.143,08)	(3.269,90)	Costul vanzarilor	(15.815,11)	(15.484,69)
393,49	1.019,12	1.893,66	Marja bruta	5.246,45	8.054,33
67,18	53,68	69,96	Alte venituri de exploatare	315,73	298,26
(317,28)	(231,82)	(236,88)	Cheltuieli de distributie	(1.077,68)	(1.090,38)
(47,62)	(53,39)	(43,48)	Cheltuieli administrative	(189,21)	(193,56)
4,77	(66,28)	(43,73)	Cheltuieli de explorare	(156,17)	(423,45)
(211,36)	(227,16)	(167,88)	Alte cheltuieli de exploatare	(800,82)	(687,34)
(110,82)	494,15	1.471,65	Profit inainte de dobanzi si impozitare (EBIT)	3.338,30	5.957,86
1,46	1,67	(6,81)	Venituri / (pierderi) aferente entitatilor asociate	10,67	4,40
8,36	9,14	18,01	Venituri din dobanzi	72,33	205,90
(185,66)	(79,20)	(124,41)	Cheltuieli cu dobanzile	(549,15)	(360,20)
9,18	46,51	(18,84)	Alte venituri si cheltuieli financiare	37,03	(109,36)
(166,66)	(21,88)	(132,05)	Rezultat financiar net	(429,12)	(259,26)
(277,48)	472,27	1.339,60	Profit din activitatea curenta	2.909,18	5.698,60
(29,53)	(127,01)	(264,59)	Cheltuieli cu impozitul pe profit	(809,51)	(874,56)
(307,01)	345,26	1.075,01	Profit net aferent perioadei	2.099,67	4.824,04
(304,01)	348,82	1.075,44	din care: atribuibil actionarilor OMV Petrom S.A.	2.102,67	4.820,85
(3,00)	(3,56)	(0,43)	din care: atribuibil interesului minoritar	(3,00)	3,19
(0,0054)	0,0062	0,0190	Rezultatul pe actiune (lei)	0,0371	0,0851
-	-	-	Dividend pe actiune (lei)	0,0112	0,0308

Situatia rezultatului global (simplificata, neauditata)

T4/14	T1/15	T1/14	Situatia consolidata a rezultatului global (mil lei)	2014	2013
(307,01)	345,26	1.075,01	Profit net aferent perioadei	2.099,67	4.824,04
1,31	(12,95)	(7,27)	Diferente de curs valutar din conversia operatiunilor din strainatate	(29,73)	(4,36)
-	3,65	-	Castiguri/(pierderi) din instrumentele de acoperire impotriva riscurilor	-	-
1,31	(9,30)	(7,27)	Totalul elementelor care pot fi reclasificate ("reciclate") ulterior in cadrul situatiei veniturilor si cheltuielilor	(29,73)	(4,36)
(21,01)	-	-	Castiguri / (pierderi) din actualizarea beneficiilor post-angajare	(21,01)	-
(21,01)	-	-	Totalul elementelor care nu vor fi reclasificate ("reciclate") ulterior in cadrul situatiei veniturilor si cheltuielilor	(21,01)	-
(8,83)	(25,37)	0,35	Impozit pe profit aferent elementelor care pot fi reclasificate ("reciclate") ulterior in cadrul situatiei veniturilor si cheltuielilor	(19,21)	2,73
3,36	-	-	Impozit pe profit aferent elementelor care nu vor fi reclasificate ("reciclate") ulterior in cadrul situatiei veniturilor si cheltuielilor	3,36	-
(5,47)	(25,37)	0,35	Impozit pe profit total aferent elementelor rezultatului global	(15,85)	2,73
(25,17)	(34,67)	(6,92)	Situatia rezultatului global al perioadei, neta de impozitul pe profit	(66,59)	(1,63)
(332,18)	310,59	1.068,09	Rezultatul global total al perioadei	2.033,08	4.822,41
(327,16)	318,53	1.068,40	din care atribuibil actionarilor OMV Petrom S.A.	2.040,50	4.818,27
(5,02)	(7,94)	(0,31)	din care atribuibil interesului minoritar	(7,42)	4,14

Note la situatia veniturilor si cheltuielilor

Trimestrul intai 2015 (T1/15) comparativ cu trimestrul intai 2014 (T1/14)

Valoarea vanzarilor consolidate a fost de 4.271 mil lei in T1/15, cu 19% mai mica decat in T1/14, in principal din cauza scaderii veniturilor din vanzarile de produse petroliere, in urma declinului accentuat al pretului la titei, partial contrabalansata de vanzari mai mari de gaze naturale. Vanzarile din Downstream Oil au reprezentat 66% din totalul vanzarilor consolidate. Vanzarile din Downstream Gas au reprezentat 31%, iar cele din Upstream 3% (vanzarile din Upstream fiind, in mare parte, vanzari in interiorul Grupului, nu catre terti).

EBIT-ul Grupului a scazut la valoarea de 494 mil lei, fiind mai mic comparativ cu valoarea inregistrata in T1/14 (T1/14:1.472 mil lei), in principal din cauza pretului de vanzare mai mic la produsele petroliere ca urmare a scaderii cotațiilor internationale.

EBIT CCA excluzand elementele speciale a inregistrat valoarea de 594 mil lei, fiind semnificativ mai mic comparativ cu valoarea din T1/14, de 1.477 mil lei, din cauza conjuncturii nefavorabile a pretului la titei. EBIT CCA excluzand elementele speciale este calculat dupa eliminarea elementelor speciale nete de natura cheltuielilor in valoare de 8 mil lei si dupa eliminarea pierderilor in valoare de (92) mil lei din detinerea stocurilor.

Rezultatul financiar net, de (22) mil lei, s-a imbunatatit comparativ cu valoarea de (132) mil lei din T1/14, datorita efectului pozitiv generat de castigurile din diferente de curs valutar, ca urmare a aprecierii USD fata de RON, in timp ce T1/14 a fost afectat de rezultatul unui control fiscal din sucursala OMV Petrom din Kazahstan.

Profitul din activitatea curenta a fost de 472 mil lei, iar impozitul pe profit a fost de 127 mil lei in T1/15. Cheltuielile cu impozitul pe profitul curent al Grupului au fost de 114 mil lei, iar cheltuielile aferente impozitului amanat au avut valoarea de 13 mil lei. Rata efectiva a impozitului pe profit in T1/15 a fost 27%, influentata in principal de activitatile din Kazahstan si de finalizarea controlului fiscal din OMV Petrom.

Profitul net atribuibil actionarilor OMV Petrom S.A. a fost de 349 mil lei, in timp ce profitul net CCA atribuibil actionarilor OMV Petrom S.A. excluzand elementele speciale a avut valoarea de 433 mil lei. Profitul pe actiune a fost de 0,0062 lei in T1/15, comparativ cu 0,0190 lei in T1/14, in timp ce profitul pe actiune CCA excluzand elementele speciale a fost de 0,0076 lei, comparativ cu 0,0191 lei in T1/14.

Trimestrul intai 2015 (T1/15) comparativ cu trimestrul al patrulea 2014 (T4/14)

Comparativ cu T4/14, vanzarile au scazut cu 20%, in special din cauza contractiei sezoniere a volumelor de produse petroliere vandute si a scaderii pretului la titei, precum si a scaderii volumelor vanzarilor de electricitate, care au contrabalansat efectul pozitiv generat de cresterea volumelor vanzarilor de gaze naturale. EBIT-ul Grupului s-a imbunatatit atingand valoarea de 494 mil lei (T4/14: RON (111) mil lei), considerand ca rezultatul din T4/14 a fost afectat de cheltuielile nerecurente cu ajustarile de depreciere in special in legatura cu active din Downstream Gas.

EBIT CCA excluzand elementele speciale a scazut cu 42% comparativ cu rezultatul inregistrat in T4/14, la valoarea de 594 mil lei, ca urmare a contractiei sezoniere a volumelor de vanzari si a contextului de piata dificil.

Rezultatul financiar net s-a imbunatatit la valoarea de (22) mil lei (T4/14: (167) mil lei), in principal datorita faptului ca T4/14 a fost afectat negativ de cheltuielile cu dobanzile de intarziere la plata datorate in urma controlului fiscal din OMV Petrom, in timp ce T1/15 a fost influentat pozitiv de castigurile din diferente de curs valutar aferente imprumuturilor in EUR luate de la banci, ca urmare a deprecierei usoare a EUR fata de RON.

Profitul net atribuibil actionarilor OMV Petrom S.A. in T1/15 a fost in suma de 349 mil lei, comparativ cu valoarea de (304) mil lei inregistrata in T4/14, in timp ce profitul net CCA atribuibil actionarilor OMV Petrom S.A. excluzand elementele speciale a scazut cu 35%, la valoarea de 433 mil lei.

Situatia pozitiei financiare, investitii si indatorare (neauditata)

Situatia consolidata a pozitiei financiare (mil lei)	31 martie 2015	31 decembrie 2014
Active		
Imobilizari necorporale	1.945,33	1.656,88
Imobilizari corporale	32.124,57	32.289,64
Investitii in entitati asociate	36,97	35,30
Alte active financiare	2.184,00	2.191,79
Alte active	23,64	21,34
Creante privind impozitul pe profit amanat	1.036,50	1.047,78
Active imobilizate	37.351,01	37.242,73
Stocuri	2.062,68	2.250,05
Creante comerciale	1.468,60	1.424,37
Alte active financiare	412,51	388,87
Alte active	774,73	537,06
Numerar si echivalente de numerar	655,30	1.267,98
Active circulante	5.373,82	5.868,33
Active detinute pentru vanzare	13,62	13,71
Total active	42.738,45	43.124,77
Capitaluri proprii si datorii		
Capital social	5.664,41	5.664,41
Rezerve	21.695,69	21.377,16
Capitaluri proprii atribuibile actionarilor OMV Petrom S.A.	27.360,10	27.041,57
Interes minoritar	(44,23)	(36,29)
Total capitaluri proprii	27.315,87	27.005,28
Provizioane pentru beneficii de pensionare si alte obligatii similare	283,02	283,01
Imprumuturi purtatoare de dobanzi	1.606,36	1.588,96
Provizioane privind obligatiile cu dezafectarea si restaurarea	7.141,92	7.254,92
Alte provizioane	557,40	553,85
Alte datorii financiare	268,40	279,10
Datorii pe termen lung	9.857,10	9.959,84
Furnizori si alte datorii asimilate	2.422,85	2.899,24
Imprumuturi purtatoare de dobanzi	286,46	273,67
Datorii cu impozitul pe profit curent	193,99	329,09
Alte provizioane si obligatii cu dezafectarea	833,97	1.108,93
Alte datorii financiare	748,82	664,46
Alte datorii	1.079,39	884,26
Datorii curente	5.565,48	6.159,65
Total capitaluri proprii si datorii	42.738,45	43.124,77

Note la situatia pozitiei financiare din 31 martie 2015

Investitiile au scazut la valoarea de 1.062 mil lei (T1/14: 1.249 mil lei) ca urmare a investitiilor mai mici in Downstream Oil si Upstream.

Investitiile in segmentul Upstream (RON 1.018 mil lei) au reprezentat 96% din valoarea totala inregistrata in T1/15, fiind cu 6% mai mici decat cele din T1/14, reactia prompta la scaderea pretului titeiului conducand la prioritizarea investitiilor. Investitiile din Upstream au fost directionate catre proiecte integrate de redezvoltare a zacamintelor, lucrari de reparatii capitale si operatiuni de adancime, instalatii de suprafata, forajul sondelor de dezvoltare, precum si catre proiectul Neptun Deep.

Investitiile in Downstream Oil (42 mil lei) au scazut semnificativ comparativ cu T1/14 (155 mil lei), acesta din urma fiind influentat de programul de modernizare a rafinarii Petrobrazi care a fost finalizat in T2/14. In T1/15, investitiile au fost directionate, in special, catre programul de optimizare a retelei de depozite de produse petroliere, precum si catre proiecte de eficientizare si de conformitate cu cerintele legale si de mediu.

Actiunile totale au scazut cu 1% fata de sfarsitul anului 2014, la valoarea de 42.738 mil lei. Variatia a fost determinata, in principal, de scaderea numerarului si a echivalentelor de numerar si de reducerea stocurilor in urma vanzarii sezoniere a gazelor inmagazinate. Investitiile realizate au fost mai mari decat amortizarea si deprecierea activelor, generand o crestere neta a imobilizarilor corporale si necorporale.

Capitalurile proprii au crescut comparativ cu sfarsitul anului 2014, atingand valoarea de 27.316 mil lei la 31 martie 2015, ca urmare a profitului net generat in perioada curenta. Indicatorul capital propriu la total active¹ a crescut la 64% la sfarsitul lunii martie 2015, usor peste nivelul inregistrat la sfarsitul lunii decembrie 2014 (63%).

Imprumuturile purtatoare de dobanzi (T1/15: 1.893 mil lei) au ramas aproximativ la acelasi nivel, datorita faptului ca evolutia ratei de schimb RON/USD a contrabalansat rambursarile efectuate in aceasta perioada.

Datoriile Grupului, altele decat imprumuturile purtatoare de dobanzi, au scazut cu 727 mil lei, in principal datorita platilor efectuate in urma finalizarii controlului fiscal din OMV Petrom si a scaderii furnizorilor si altor datorii asimilate.

Datoria neta² a Grupului OMV Petrom a crescut de la 890 mil lei la 31 decembrie 2014, la 1.528 mil lei la 31 martie 2015. In consecinta, gradul de indatorare³ a crescut la 5,6%, de la 3,3% in decembrie 2014.

¹ Indicatorul capital propriu la total active = $\text{Capital Propriu} / (\text{Total Active}) \times 100$

² Datoria neta reprezinta datorii purtatoare de dobanda, inclusiv datoria privind leasingul financiar si exclude numerarul si echivalentele de numerar

³ Indicatorul aferent gradului de indatorare = $\text{Datorie Neta} / (\text{Capital Propriu}) \times 100$

Situatia fluxurilor de trezorerie (simplificata, neauditata)

T4/14	T1/15	T1/14	Situatia sumariata a fluxurilor de trezorerie (mil lei)	2014	2013
(277,48)	472,27	1.339,60	Profit inainte de impozitare	2.909,18	5.698,60
240,40	(252,30)	36,84	Miscarea neta a provizioanelor	256,47	(60,31)
(3,83)	(1,55)	(3,49)	Pierdere/(Castigul) din cedarea activelor imobilizate	(20,15)	(1,50)
1.860,88	873,27	812,43	Amortizare si ajustari de depreciere a activelor imobilizate incluzand reversari	4.806,30	3.354,72
(25,74)	(17,17)	(4,75)	Dobanzi nete platite	(60,97)	(64,18)
(274,00)	(273,52)	(229,09)	Impozit pe profit platit	(926,57)	(904,74)
78,71	(26,12)	78,57	Alte ajustari	185,25	102,25
1.598,93	774,88	2.030,12	Surse de finantare	7.149,51	8.124,84
5,68	164,93	(72,08)	(Cresterea)/scaderea stocurilor	(314,57)	145,53
259,57	(94,88)	(30,64)	(Cresterea)/scaderea creantelor	(152,02)	339,72
(13,21)	(54,25)	144,48	(Scaderea)/cresterea datoriilor	146,92	(562,10)
1.850,97	790,68	2.071,88	Trezoreria neta din activitatea de exploatare	6.829,84	8.047,99
(1.670,13)	(1.394,91)	(1.408,77)	Imobilizari corporale si necorporale	(5.909,53)	(4.995,37)
-	-	(0,28)	Investitii, imprumuturi si alte active financiare	(45,28)	(0,10)
19,64	13,17	7,48	Incasari din vanzarea de active imobilizate	280,73	47,14
-	-	15,99	Incasari din vanzarea companiilor din grup, mai putin numerar	15,99	53,74
(1.650,49)	(1.381,74)	(1.385,58)	Trezoreria neta din activitatea de investitii	(5.658,09)	(4.894,59)
495,82	(29,15)	(32,99)	Cresterea/(scaderea) imprumuturilor	397,49	(837,34)
(15,13)	(0,56)	(0,36)	Dividende platite	(1.731,04)	(1.574,31)
480,69	(29,71)	(33,35)	Trezoreria neta din activitatea de finantare	(1.333,55)	(2.411,65)
15,26	8,09	(3,15)	Efectul modificarii cursului de schimb asupra numerarului si a echivalentelor de numerar	21,54	(0,16)
696,43	(612,68)	649,80	(Scaderea)/cresterea neta in numerar si echivalente de numerar	(140,26)	741,59
571,55	1.267,98	1.408,24	Numerar si echivalente de numerar la inceputul perioadei	1.408,24	666,65
1.267,98	655,30	2.058,04	Numerar si echivalente de numerar la sfarsitul perioadei	1.267,98	1.408,24

Note la situatia fluxurilor de trezorerie

In T1/15, fluxul de numerar extins (definit ca numerar net din activitatile de exploatare mai putin numerarul net folosit in activitatile de investitii) s-a materializat in iesiri de numerar de 591 mil lei (T1/14: intrari de numerar de 686 mil lei). Fluxul de numerar extins, dupa plata de dividende, s-a concretizat in iesiri de numerar de 592 mil lei (T1/14: intrari de numerar de 686 mil lei).

Intrarile de numerar din profit inainte de impozitare, ajustate cu elemente nemonetare cum ar fi amortizarea, miscarea neta a provizioanelor si alte ajustari nemonetare, precum si cu dobanzile nete si impozitul pe profit platite, au fost in valoare de 775 mil lei (T1/14: 2.030 mil lei).

Capitalul circulant net a generat intrari de numerar de 16 mil lei (T1/14: 42 mil lei), scaderea stocurilor fiind partial contrabalansata de modificarile in creante si datorii.

Fluxul net de numerar utilizat in activitatea de investitii (iesiri de 1.382 mil lei; T1/14: 1.386 mil lei) include, in principal, plati pentru investitii in imobilizari necorporale si corporale.

Fluxul net de trezorerie aferent activitatilor de finantare s-a concretizat in iesiri de numerar de 30 mil lei (T1/14: 33 mil lei), in principal cauzate de rambursarea ratei din imprumutul primit de la Banca Europeana de Investitii.

Situatia sumarizata a modificarilor capitalurilor proprii (neauditata)

mil lei	Capital social	Rezultatul reportat	Alte rezerve ¹	Actiuni proprii	Actionarii OMV Petrom	Interes minoritar	Capitaluri proprii
1 ianuarie 2015	5.664,41	21.341,07	36,11	(0,02)	27.041,57	(36,29)	27.005,28
Profitul net al perioadei	-	348,82	-	-	348,82	(3,56)	345,26
Situatia rezultatului global al perioadei	-	-	(30,29)	-	(30,29)	(4,38)	(34,67)
Rezultatul global total al perioadei	-	348,82	(30,29)	-	318,53	(7,94)	310,59
Dividende distribuite	-	-	-	-	-	-	-
31 martie 2015	5.664,41	21.689,89	5,82	(0,02)	27.360,10	(44,23)	27.315,87

mil lei	Capital social	Rezultatul reportat	Alte rezerve ¹	Actiuni proprii	Actionarii OMV Petrom	Interes minoritar	Capitaluri proprii
1 ianuarie 2014	5.664,41	21.000,68	5,44	(0,02)	26.670,51	(28,83)	26.641,68
Profitul net al perioadei	-	1.075,44	-	-	1.075,44	(0,43)	1.075,01
Situatia rezultatului global al perioadei	-	-	(7,04)	-	(7,04)	0,12	(6,92)
Rezultatul global total al perioadei	-	1.075,44	(7,04)	-	1.068,40	(0,31)	1.068,09
Dividende distribuite	-	-	-	-	-	-	-
31 martie 2014	5.664,41	22.076,12	(1,60)	(0,02)	27.738,91	(29,14)	27.709,77

¹ Pozitia "Alte rezerve" cuprinde, in principal, diferentele de curs valutar din translatarea operatiunilor din strainatate si rezerve din consolidarea de filiale in etape.

Dividende

La Adunarea Generala a Actionarilor din data de 28 aprilie 2015, actionarii OMV Petrom S.A. au aprobat distribuirea de dividende pentru anul financiar 2014, in suma bruta de 634 mil lei. Plata dividendelor va incepe pe data de 12 iunie 2015.

Raportare pe segmente

Vanzari inter-segment

T4/14	T1/15	T1/14	Δ%	mil lei	2014	2013	Δ%
2.627,89	2.053,07	3.045,41	(33)	Upstream	12.028,28	12.112,56	(1)
89,10	86,81	102,31	(15)	Downstream*	385,30	476,74	(19)
33,01	27,31	37,37	(27)	din care Downstream Oil	152,54	180,65	(16)
88,42	95,52	106,77	(11)	din care Downstream Gas	361,30	435,56	(17)
(32,33)	(36,02)	(41,83)	(14)	din care eliminari inter-segment Downstream Oil si Downstream Gas	(128,54)	(139,47)	(8)
61,01	47,41	139,70	(66)	Corporativ si Altele	393,07	553,25	(29)
2.778,00	2.187,29	3.287,42	(33)	Total	12.806,65	13.142,55	(3)

Vanzari catre clienti externi

T4/14	T1/15	T1/14	Δ%	mil lei	2014	2013	Δ%
194,32	141,05	264,06	(47)	Upstream	860,77	1.107,85	(22)
5.146,48	4.124,31	5.006,62	(18)	Downstream	20.615,90	23.007,54	(10)
3.891,11	2.821,88	3.961,71	(29)	din care Downstream Oil	16.601,99	19.127,63	(13)
1.255,37	1.302,43	1.044,91	25	din care Downstream Gas	4.013,91	3.879,91	3
5,90	5,38	25,25	(79)	Corporativ si Altele	64,59	69,83	(8)
5.346,70	4.270,74	5.295,93	(19)	Total	21.541,26	24.185,22	(11)

Total vanzari (neconsolidate)

T4/14	T1/15	T1/14	Δ%	mil lei	2014	2013	Δ%
2.822,21	2.194,12	3.309,47	(34)	Upstream	12.889,05	13.220,41	(3)
5.235,58	4.211,12	5.108,93	(18)	Downstream*	21.001,20	23.484,28	(11)
3.924,12	2.849,19	3.999,08	(29)	din care Downstream Oil	16.754,53	19.308,28	(13)
1.343,79	1.397,95	1.151,68	21	din care Downstream Gas	4.375,21	4.315,47	1
(32,33)	(36,02)	(41,83)	(14)	din care eliminari inter-segment Downstream Oil si Downstream Gas	(128,54)	(139,47)	(8)
66,91	52,79	164,95	(68)	Corporativ si Altele	457,66	623,08	(27)
8.124,70	6.458,03	8.583,35	(25)	Total	34.347,91	37.327,77	(8)

*Vanzari Downstream = Vanzari Downstream Oil + Vanzari Downstream Gas – eliminari inter-segment Downstream Oil si Downstream Gas

Profitul pe segmente si la nivel de Grup

T4/14	T1/15	T1/14	Δ%	mil lei	2014	2013	Δ%
368,67	164,08	1.372,08	(88)	EBIT Upstream	3.932,33	5.528,61	(29)
(1.126,59)	344,73	108,10	219	EBIT Downstream	(897,44)	497,96	n.m.
(390,14)	341,58	71,47	378	din care EBIT Downstream Oil	(79,37)	385,53	n.m.
(736,45)	3,15	36,63	(91)	din care EBIT Downstream Gas	(818,07)	112,43	n.m.
(40,36)	(25,61)	(10,34)	148	EBIT Corporativ si Altele	(150,50)	(97,25)	55
(798,28)	483,20	1.469,84	(67)	EBIT total segmente	2.884,39	5.929,32	(51)
687,46	10,95	1,81	n.m.	Consolidare: Eliminarea profiturilor intre segmente	453,91	28,54	n.m.
(110,82)	494,15	1.471,65	(66)	EBIT Grup OMV Petrom	3.338,30	5.957,86	(44)
(166,66)	(21,88)	(132,05)	(83)	Rezultat financiar net	(429,12)	(259,26)	66
(277,48)	472,27	1.339,60	(65)	Profitul Grupului OMV Petrom din activitatea curenta	2.909,18	5.698,60	(49)

Active¹

mil lei	31 martie 2015	31 decembrie 2014
Upstream	25.976,54	25.703,71
Downstream	7.575,84	7.717,88
din care Downstream Oil	5.515,42	5.629,47
din care Downstream Gas	2.060,42	2.088,41
Corporativ si altele	517,52	524,93
Total	34.069,90	33.946,52

¹ Activele segmentelor constau in imobilizari corporale si necorporale

Alte note

Tranzactii semnificative cu parti afiliate

In mod constant si regulat au loc tranzactii comerciale, concretizate in achizitia de bunuri si servicii, cu companii din Grupul OMV, precum OMV Supply & Trading Limited si OMV Supply & Trading AG.

Indicatori economico-financieri (in conformitate cu Regulamentul nr. 1/2006 al Comisiei Nationale a Valorilor Mobiliare)

Denumirea indicatorului	Mod de calcul	Rezultat
Indicatorul lichiditatii curente	Active curente/Datorii curente	0,97
Indicatorul gradului de indatorare (%)	Datorii nete/Capital propriu*100	5,59
Viteza de rotatie a debitelor –clienti	Sold mediu clienti/Cifra de afaceri*90	30,48
Viteza de rotatie a activelor imobilizate ¹	Cifra de afaceri/Active imobilizate	0,50

¹ Viteza de rotatie a activelor imobilizate este calculata prin anualizarea cifrei de afaceri la $T1/15*(360/90)$ zile.

Evenimente ulterioare

Pe 28 aprilie, Adunarea Generala Ordinara a Actionarilor (AGOA) a aprobat Bugetul de Venituri si Cheltuieli al OMV Petrom S.A. pentru anul financiar 2015, cu investitii estimate la 5,3 mld lei (includ si cresteri ale participatiilor OMV Petrom in filialele din grup, care sunt eliminate la consolidare). AGOA a aprobat, de asemenea, un dividend brut de 0,0112 lei/actiune pentru anul financiar 2014, in cuantum total de 634 mil lei, corespunzator unei rate de distribuire a profitului de 30%. AGOA a reconfirmat Ernst & Young Assurance Service S.R.L. ca auditor financiar al companiei pentru anul 2015 si a confirmat pe Christoph Trentini ca nou membru al Consiliului de Supraveghere pentru perioada ramasa din mandatul lui Hans-Peter Floren, respectiv pana la 28 aprilie 2017 si pe Bogdan-Nicolae Badea pentru perioada ramasa din mandatul lui Lucian-Dan Vladescu respectiv pana la 28 aprilie 2017.

Declaratia conducerii

Conform celor mai bune informatii disponibile, confirmam ca situatiile financiare interimare consolidate pentru perioada incheiata la 31 martie 2015, intocmite in conformitate cu Standardele Internationale de Raportare Financiara, ofera o imagine corecta si conforma cu realitatea a activelor, obligatiilor, pozitiei financiare si a situatiei veniturilor si cheltuielilor ale Grupului Petrom, asa cum este prevazut de standardele de contabilitate aplicabile, si ca situatia performantei operationale si informatiile prezentate in acest raport ofera o imagine corecta si conforma cu realitatea a principalelor evenimente care au avut loc in decursul primelor trei luni ale anului financiar si a impactului lor asupra situatiilor financiare interimare consolidate simplificate.

Bucuresti, 18 mai 2015

Directoratul

Mariana Gheorghe
Director General Executiv
Presedinte al Directoratului



Andreas Matje
Director Financiar
Membru al Directoratului



Gabriel Selischi
Membru al Directoratului
Upstream



Lacramioara Diaconu-Pintea
Membru al Directoratului
Downstream Gas



Neil Anthony Morgan
Membru al Directoratului
Downstream Oil



Abrevieri si definitii

ANRE	Autoritatea Nationala de Reglementare in domeniul Energiei
bbl	baril(i), echivalentul a 159 litri
bep	baril echivalent petrol
BNR	Banca Nationala a Romaniei
CCA	costul curent de achizitie
CEO	Chief Executive Officer (Director General Executiv)
cf	cubic feet (picioare cubice); 1 mld mc = 35,3147 mld cf pentru Romania sau 34,7793 mld cf pentru Kazahstan
EBIT	Profit inainte de dobanzi si impozite
EBITD	Profit inainte de dobanzi, impozite si depreciere
EUR	euro
ExxonMobil	ExxonMobil Exploration and Production Romania Limited ("ExxonMobil")
IFRS, IAS	International Financial Reporting Standards (Standarde internationale de raportare financiara)
HSSE	Health, Safety, Security and Environment (Sanatate, Siguranta, Securitate si Mediu)
lead	zona de investigatii mai putin cercetata, cu sanse mai reduse de succes
mc	metri cubi
mil	milioane
mld	miliarde
MWh	megawatt ora
n.a.	not applicable (nu se aplica)
n.m.	not meaningful (nesemnificativ): deviatia depaseste (+/-) 500% sau comparatia este realizata intre valori de semn contrar
NOPAT	Net Operating Profit After Tax (Profitul operational net dupa impozitare) = Profitul din activitatea curenta dupa impozitare plus dobanda neta, +/- rezultatul din activitati intrerupte, +/- efectul fiscal al ajustarilor
OPCOM	Administratorul pietei de energie electrica din Romania
ROACE	Return On Average Capital Employed (Rentabilitatea medie a capitalului angajat) = NOPAT/Capitalul mediu angajat
ROE	Return On Equity (Rentabilitatea capitalului propriu) = Profit net/Capitalul propriu mediu
ROFA	Return On Fixed Assets (Rentabilitatea activelor fixe) = EBIT/Active fixe medii
RON	leu
S.A.; S.R.L.	Societate pe Actiuni; Societate cu Raspundere Limitata
sidetrack	resaparea sondei de origine la acelasi obiectiv sau la un obiectiv diferit in scopul producerii de rezerve dovedite nedezvoltate
T	trimestru
TOC	Tasbulat Oil Corporation
TWh	terawatt ora
USD	dolar american

Anexa 1

Companiile consolidate din Grupul OMV Petrom la 31 martie 2015

Companie-mama

OMV Petrom S.A.

Filiale

Upstream		Downstream Oil	
Tasbulat Oil Corporation LLP (Kazahstan) ¹	100,00%	OMV Petrom Marketing S.R.L.	100,00%
OMV Petrom Ukraine E&P GmbH	100,00%	OMV Petrom Aviation S.A.	99,99%
OMV Petrom Ukraine Finance Services GmbH	100,00%	ICS Petrom Moldova S.A. (Republica Moldova)	100,00%
Kom Munai LLP (Kazahstan)	95,00%	OMV Bulgaria OOD (Bulgaria)	99,90%
Petrom Exploration & Production Ltd.	50,00%	OMV Srbija DOO (Serbia)	99,96%

Downstream Gas		CORPORATIV SI ALTELE	
OMV Petrom Gas S.R.L.	99,99%	Petromed Solutions S.R.L.	99,99%
OMV Petrom Wind Power S.R.L.	99,99%		

¹ Detinuta prin intermediul Tasbulat Oil Corporation BVI drept companie de tip holding.

Companii asociate, contabilizate prin metoda punerii in echivalenta

OMV Petrom Global Solutions S.R.L.	25,00%
------------------------------------	--------

Contact

OMV Petrom Relatia cu Investitorii

Tel: +40 372 088406; Fax: +40 21 30 68518

E-mail: investor.relations.petrom@petrom.com

Urmatorul comunicat:

Comunicarea rezultatelor consolidate ale OMV Petrom, pregatite conform IFRS, pentru perioada ianuarie – iunie si T2 2015, va avea loc pe data de 12 august 2015.

Disclaimer

Acest raport nu constituie, si nu este destinat sa constituie sau sa faca parte, si nu ar trebui sa fie interpretat ca reprezentand sau ca facand parte din nicio oferta actuala de vanzare sau de emisiune de actiuni, sau ca o solicitare de cumparare sau subscriere pentru nicio actiune emisa de catre Companie sau oricare dintre subsidiarele sale in orice jurisdictie, sau ca stimulent pentru a intra in activitati de investitii; acest document sau orice parte a acestuia, sau faptul ca este pus la dispozitie nu poate fi invocat sau constitui o baza pentru cele de mai sus. Nicio parte a acestui document nici faptul distribuirii sale nu poate face parte din, sau poate fi invocata in conexiune cu orice contract sau decizie de investitie referitoare la acestea; nici nu constituie o recomandare privind valorile mobiliare emise de catre Companie.

Nicio declaratie sau garantie, explicita sau sugerata, este data cu privire la acuratetea, corectitudinea si caracterul complet al informatiilor sau opiniilor continute in acest document sau al caracterului complet al acestuia, si nicio responsabilitate nu este acceptata pentru aceste informatii, pentru nicio pierdere rezultata oricum, direct sau indirect, in urma utilizarii acestui document sau a unei parti a acestuia.

Acest raport contine declaratii anticipative. Aceste declaratii reflecta cunostintele actuale ale Companiei precum si asteptarile si previziunile despre evenimente viitoare si pot fi identificate in contextul unor asemenea declaratii sau prin cuvinte ca "anticipeaza", "crede", "estimeaza", "asteapta", "intentioneaza", "planifica", "proiecteaza", "tinteste", "poate", "va fi", "ar fi", "ar putea" sau "ar trebui" sau terminologie similara.

Prin natura lor, declaratiile anticipative sunt supuse unui numar de riscuri si incertitudini, dintre care multe sunt dincolo de controlul Companiei, care ar putea determina rezultatele si performantele reale ale Companiei sa difere semnificativ de rezultatele si performantele exprimate sau sugerate prin orice declaratii anticipative.

Compania nu isi asuma nicio obligatie de a elibera public rezultatele oricaror revizurii a acestor declaratii anticipative continute in acest raport care pot aparea ca urmare a unor schimbari in asteptarile sale sau sa reflecte evenimente sau circumstante dupa data prezentului raport.