

OMV Aktionärsinformation

Ergebnisse für Jänner bis Juni und
Q2 2006

Weiterhin steigende Ergebnisse

17. August 2006
8:00 (MEZ)

Q1/06	Q2/06	Q2/05	Δ%	in EUR Mio	1-6/06	1-6/05	Δ%	2005
541	621	510	22	Betriebserfolg (EBIT)	1.162	937	24	1.958
491	662	586	13	EBIT vor Sondereffekten	1.153	1.023	13	2.305
430	474	383	24	Periodenüberschuss	904	693	30	1.496
319	400	337	19	Periodenüberschuss nach Minderheiten	719	594	21	1.256
				Periodenüberschuss vor Sondereffekten				
297	413	371	11	nach Minderheiten	710	635	12	1.391
1,07	1,34	1,13	19	Ergebnis je Aktie (EPS) in EUR	2,41	1,99	21	4,21
1,00	1,38	1,24	11	EPS vor Sondereffekten in EUR	2,38	2,13	12	4,66
506	565	360	57	Cashflow aus der Betriebstätigkeit	1.070	985	9	2.108
1,69	1,89	1,21	57	Cashflow je Aktie (CFPS) in EUR	3,58	3,30	9	7,06

- ▶ EBIT vor Sondereffekten stieg um 13% auf EUR 662 Mio im Vergleich zu Q2/05; der Beitrag von Petrom betrug EUR 211 Mio, eine Erhöhung um 30%
- ▶ Periodenüberschuss vor Sondereffekten nach Minderheiten stieg um 11% auf EUR 413 Mio
- ▶ Ergebnis je Aktie vor Sondereffekten stieg um 11% auf EUR 1,38; Ergebnis je Aktie stieg um 19% auf EUR 1,34
- ▶ Erwerb des 34%-Anteils an der türkischen Petrol Ofisi führte zu einer Erhöhung des Verschuldungsgrads auf 8% per Ende Juni
- ▶ Unabhängige Reservenbewertung bestätigte zur Gänze die sicheren Reserven von OMV und Petrom
- ▶ Ausblick: Wegen des derzeit hohen Ölpreisniveaus erwarten wir das Rekordergebnis 2005 zu übertreffen, trotz des herausfordernden Marktumfelds der Raffinerien

Wolfgang Rutenstorfer, OMV Generaldirektor

“Hohe Rohölpreise führten im Laufe des Jahres zu starken Konzernergebnissen. Angesichts des hohen Preisumfelds setzten wir unseren Schwerpunkt weiterhin auf die Verbesserung der Energieeffizienz der Raffinerien. Ein weiterer wichtiger Schritt war der Abschluss der unabhängigen Reservenbewertung gemäß SEC Vorschriften durch DeGolyer & MacNaughton, wodurch die von OMV und Petrom ausgewiesenen Öl- und Gasreserven per 31. Dezember 2005 zur Gänze bestätigt wurden.

Wir können nun einen Marktanteil im Tankstellen- und Kundengeschäft von 20% verzeichnen und haben somit ein Ziel erreicht, das wir uns vor fünf Jahren gesteckt haben. Am 16. Mai haben wir den Erwerb des 34%-Anteil an der türkischen Petrol Ofisi abgeschlossen. Durch diese Beteiligung wird uns der Zugang zu einem der größten und am schnellsten wachsenden Märkte Europas ermöglicht. In all unseren Märkten wollen wir von den Möglichkeiten, die uns die kontinuierliche Integration und Liberalisierung der europäischen Energiemärkte bietet, Nutzen ziehen. In Übereinstimmung mit unserer Strategie 2010 wollen wir jenes Unternehmen sein, das von den Chancen des europäischen Wachstumsgürtels am meisten profitiert und die Versorgung dieser Region mit einer verstärkten Upstream-Position sicherstellt.“

Ergebnisse auf einen Blick

Zweites Quartal 2006 (Q2/06)

Im zweiten Quartal des Jahres 2006 führten hohe Rohölpreise zu starken Upstream-Ergebnissen und somit zu einem starken Konzern-Ergebnis. Das **Konzern-EBIT** stieg im Vergleich zu Q2/05 um 22% auf EUR 621 Mio. Der Beitrag von **Petrom** war EUR 170 Mio und konnte um 65% gesteigert werden. Das **Beteiligungsergebnis** erhöhte sich um 75% und spiegelt den starken Beitrag von Borealis sowie verbesserte Ergebnisse unserer Tochtergesellschaft EconGas im Vergleich zu Q2/05 wider. Der **Periodenüberschuss nach Minderheiten** lag mit EUR 400 Mio um 19% über dem Vorjahr. Das **EBIT vor Sondereffekten** stieg um 13% auf EUR 662 Mio. Die Sondereffekte betrafen vor allem außerordentliche Abschreibungen und Restrukturierungskosten. Der Beitrag von **Petrom** zum bereinigten EBIT betrug EUR 211 Mio, eine Steigerung um 30%. Der **bereinigte Periodenüberschuss nach Minderheiten** betrug EUR 413 Mio. Das **bereinigte Ergebnis je Aktie** nach Minderheiten lag mit EUR 1,38 um 11% über dem Vorjahr.

In **Exploration und Produktion (E&P)** konnte das bereinigte Ergebnis um 50% gesteigert werden, was die signifikant höheren Rohöl- und Gaspreise widerspiegelt und wodurch der Kostendruck mehr als ausgeglichen werden konnte. Die Öl- und Gasproduktion des Konzerns sank im Ver-

gleich zum Vorjahr um 5% auf 322.000 boe/d auf Grund des natürlichen Produktionsabfalls in Rumänien, der noch nicht durch verbessertes Lagerstättenmanagement und Explorationserfolge kompensiert werden konnte, sowie durch Anlageverkäufe in Katar und dem Verlust der Produktion in Venezuela.

Im Segment **Raffinerien und Marketing (R&M)** verringerte sich das bereinigte EBIT um 46%. Dies spiegelt ein sehr schwaches Marktumfeld in Bulk-Raffinerie, Petrochemie als auch im Marketing wider. Weiters bewirkten die hohen Rohölpreise einen Anstieg der Kosten für den Energieeigenverbrauch bei den Raffinerien. Vor allem bei Petrom liegt der Energieverbrauch signifikant über den westlichen Standards.

Auf Grund des starken Beitrags von Petrom's Gas-Marketing-Aktivitäten konnte das bereinigte EBIT im Segment **Erdgas** mehr als verdoppelt werden. Die Veränderungen der Erwartungen des Marktes in Bezug auf Gasspeicherverfügbarkeit im Vergleich zum Vorjahr führten zu einer weiteren Erhöhung der verkauften Gasspeicherkapazität; jedoch erwarten wir verstärkte saisonale Schwankungen auf Grund kurz- und mittelfristiger Kontrakte.

Jänner bis Juni 2006 (1–6/06)

Im ersten Halbjahr 2006 stiegen die Rohölpreise im Vergleich zum Vorjahr um 32% und führten somit zu starken Upstream-Ergebnissen, wodurch das schwache Downstream-Umfeld mehr als kompensiert werden konnte. Die Raffinerie- und Petrochemiemargen lagen unter denen des Vorjahrs, obwohl wir eine signifikante Steigerung erwartet haben. Insgesamt gingen wir von starken Konzernergebnissen aus. Das **Konzern-EBIT** stieg im Vergleich zum Halbjahr 2005 um 24% auf EUR 1.162 Mio. Der Beitrag von **Petrom** zum EBIT lag bei EUR 444 Mio, eine Steigerung um 86%. Das **Beteiligungsergebnis** stieg um 35% und spiegelt den starken Beitrag unserer Tochtergesellschaft EconGas sowie die guten Ergebnisse von Borealis wider. Der **Periodenüberschuss nach Minderheiten** lag bei EUR 719 Mio um 21% über dem des Vorjahrs. Das **EBIT vor Sondereffekten** stieg um 13% auf EUR 1.153 Mio. Die Sondereffekte enthielten vor allem außerordentliche Erträge aus dem Verkauf von Non-core Bohreinheiten der Petrom, außerordentliche Abschreibungen sowie Restrukturierungskosten. **Petrom's** Beitrag zum bereinigten EBIT betrug EUR 428 Mio, ein Anstieg um 43%. Der **bereinigte Periodenüberschuss nach Minderheiten** betrug EUR 710 Mio. Das **bereinigte Ergebnis je Aktie** nach Minderheiten lag mit EUR 2,38 um 12% über dem Vorjahr.

Seit Beginn 2006 wird das **Ergebnis von Petrom** nicht mehr als eigenes Geschäftssegment dargestellt. Das EBIT wird auf die Segmente E&P, R&M und Erdgas aufgeteilt und in diesen Geschäftsbereichen mitberichtet. Um die bisherige Transparenz zu gewährleisten wurde der Berichtsumfang beibehalten und Petrom wird weiterhin separat ausgewiesen.

Im Bereich **Exploration und Produktion (E&P)** stieg das bereinigte EBIT um 61%, was die signifikant höheren Erdöl- und Gaspreise widerspiegelt. Auf Grund von Anlagenverkäufen als Teil der Portfoliobereinigung und der niedrigeren Produktion in Rumänien sank die Öl- und Gasproduktion des Konzerns im Vergleich zum Vorjahr um 4% auf 330.000 boe/d.

Das bereinigte EBIT sank im Bereich **Raffinerien und Marketing (R&M)** um 73%, was das schwache Margenumfeld in allen Bereichen – Bulk-Raffinerien, Petrochemie sowie Marketing – widerspiegelt. Weiters führten die hohen Rohölpreise zu einem Anstieg der Kosten für den Energieeigenverbrauch in den Raffinerien, vor allem bei Petrom, die im Vergleich zu westlichen Standards einen signifikant höheren Energieverbrauch aufweist. Im März und erneut im Juli kam es bei OMV zu einem Brand in der Raffinerie Schwechat. Die Folgen des ersten Feuers füh-

ren zu einer Reduktion der Durchlaufleistung bis zum Q3/06.

Im Segment **Erdgas** wurde auf Grund der erstmaligen Einbeziehung der Petrom Gas-Marketing-Aktivitäten nach der Abspaltung aus dem E&P-Bereich ein beachtlicher

Bedeutende Ereignisse

Am 10. Mai haben OMV und Verbund, Österreichs führende Energieversorger mit weiträumigen Aktivitäten quer durch Europa, eine Vereinbarung zur Gründung eines neuen Energiekonzerns in Zentraleuropa mit starkem Wachstumspotenzial bekannt gegeben. Für die Umsetzung der Fusion zwischen den beiden Unternehmen wäre eine Zweidrittelmehrheit des österreichischen Parlaments notwendig gewesen, um die 51%-Beteiligung der Republik am Verbund in die OMV Verbund einbringen zu können. Da die notwendigen parlamentarischen Beschlüsse, die den Zusammenschluss von OMV und Verbund ermöglicht hätten, nicht erreicht werden konnten, wurde am 23. Mai bekannt gegeben, dass die Fusion nicht zustande kommt.

Die OMV Hauptversammlung hat am 24. Mai eine Dividende von EUR 0,90 je Aktie für 2005 genehmigt und zur Gänze ausbezahlt. Weiters ermächtigte die Hauptversammlung den Vorstand zum Rückerwerb eigener Stückaktien. Bis Ende des zweiten Quartals werden 445.000 Aktien mit einem gewichteten Durchschnittskurs von EUR 41,15 pro Aktie zurückgekauft sein. Außerdem kaufte OMV 1/3 ihrer ausstehenden Wandelschuldverschreibung zurück, mit dem Ziel eine zukünftige Verwässerung der Aktionärsstruktur zu reduzieren.

Um den globalen Herausforderungen einer wachsenden Energienachfrage, Endlichkeit fossiler Energieträger und

Ausblick 2006

Wir erwarten, dass die wichtigsten Marktparameter wie Erdölpreise, Raffineriemargen und USD-Wechselkurs im Jahr 2006 weiterhin eine sehr hohe Volatilität aufweisen werden.

Wegen des derzeit hohen Ölpreisniveaus erwarten wir für 2006, dass wir das Rekordergebnis 2005 übertreffen können. Dies trotz des herausfordernden Marktumfelds der Raffinerien.

Wir gehen davon aus, dass der Rohölpreis weiterhin auf hohem Niveau bleiben und starke kurzfristige Schwankungen aufweisen wird. Wir rechnen damit, dass der USD-Wechselkurs auf dem jetzigen Niveau bleibt, was zu einem schwächeren Jahresdurchschnitt, im Vergleich zum Vorjahr, führt. Für 2006 erwarten wir beträchtlich

Anstieg des bereinigten Betriebserfolgs verzeichnet. Die Veränderungen der Erwartungen des Marktes in Bezug auf Gasspeicherverfügbarkeiten führten im Vergleich zum Vorjahr zu einer weiteren Erhöhung der verkauften Gasspeicherkapazität.

Klimawandel gerecht werden zu können, gründete OMV den OMV Future Energy Fund. Der OMV Future Energy Fund wird als eigene Gesellschaft Projekte zu erneuerbarer Energie innerhalb des OMV Konzerns identifizieren, begleiten und mit EUR 100 Mio finanziell unterstützen.

Am 7. Juni startete OMV ihre Explorationsaktivitäten in Block 2 im Jemen. Der Explorationsblock 2 befindet sich im prospektiven Marib-Shabwah Becken in der Provinz Shabwah, in direkter Nachbarschaft zum Block S2, wo OMV bereits zwei Ölfunde getätigt hat.

In der Raffinerie Schwechat brach am 13. Juli ein Brand bei der Rohöldestillationsanlage 4 aus. Brandursache war ein technisches Gebrechen im Bereich des Spindelölsystems. Dadurch trat heißes Spindelöl aus und entzündete sich sofort. Die Kapazität der Rohöldestillation ist durch das rasche und professionelle Einschreiten der Löschmannschaften nicht eingeschränkt. Seit 22. Juli ist die Rohöldestillationsanlage ohne Einschränkungen wieder in Betrieb und es wird zu keinen Lieferengpässen kommen.

DeGolyer & MacNaughton waren beauftragt eine unabhängige Bewertung unserer Öl- und Gasreserven gemäß SEC Vorschriften durchzuführen. Das Ergebnis dieser **Reserveneurteilung** bestätigte die von OMV und Petrom per 31. Dezember 2005 ausgewiesenen sicheren Reserven zur Gänze.

niedrigere Raffineriemargen, im Vergleich zu den außergewöhnlich hohen Margen 2005. Weiters erwarten wir, durch den hohen Brent-Preis einen Preisunterschied zwischen Brent- und Urals-Rohölnotierungen, der über dem Niveau 2005 liegt.

E&P wird weiterhin von einem hohen Rohölpreis-Umfeld profitieren. Die Investitionsschwerpunkte für 2006 sind die Entwicklung des Gasfelds Strasshof in Österreich sowie Felder in Neuseeland, Libyen und im Jemen. Block S2 (Al Uqlah) im Jemen soll im Q4/06 in Betrieb genommen werden. Weiters liegt der Fokus auf Investitionen zur Optimierung der Produktion sowie Projekten zur Energieeinsparung in Rumänien. Mit 1. April 2006 wurde der Wartungsvertrag des Boqueron Ölfelds in Venezuela von der Regierung beendet und durch eine Aktienbeteiligung

an einem venezolanischen Unternehmen ersetzt. Stattdessen wird diese Beteiligung als Finanzbeteiligung konsolidiert. Die entsprechende Produktion von rund 2.300 bbl/d wird nicht mehr in den E&P-Produktionsmengen ausgewiesen, und eine mögliche Abschreibung der Assets wird derzeit untersucht. Im zweiten Halbjahr 2006 erwarten wir den Verkaufsabschluss für unsere Aktivitäten in Ekuador, die wir im Rahmen der Preussag-Akquisition 2004 erworben haben. Im Vergleich zum Vorjahr gehen wir 2006 von rund 5% geringeren Gesamtproduktionsmengen aus.

In **R&M** erwarten wir im zweiten Halbjahr wesentlich niedrigere Raffineriemargen, da diese im Vorjahr auf Grund der Hurricans außergewöhnlich hoch waren. Der erste Brand in der Raffinerie Schwechat Ende März führt bis zum Q3/06 zu einer reduzierten Durchsatzleistung. Um die Enderarbeiten abschließen zu können wird im Q3/06 ein kurzer Raffineriestopp notwendig sein. Als Resultat der reduzierten Durchsatzleistung, aber auch auf Grund des zweiten Brandes im Juli, werden Verluste in Höhe von EUR 20 Mio im Q3/06 erwartet. Das hohe Ölpreisumfeld wirkt sich auf die Profitabilität der Petrom-Raffinerien auf Grund des hohen Energieverbrauchs aus. Die Investitionsschwerpunkte 2006 werden die Modernisierung und Steigerung der Energieeffizienz der Petrom-Raffinerien, sowie dem Baubeginn einer kombinierten Entschwefelungs- und DENOX-Anlage in Schwechat sein. Bei Bayernoil wird eine tief greifende Restrukturierung des Raffineriekonzepts vorbereitet, um den Raffinerieverbund an die Erfordernisse der Zukunft anpassen zu können. Tankstellenmargen sind auf Grund des andauernden hohen Preisniveaus und eines gestiegenen Konkurrenz-

kampfs um Marktanteile erheblich unter Druck geraten. Die Einführung einer Exportsteuer in Rumänien per Mai 2006 wird sich negativ auf das Ergebnis auswirken.

Im Bereich **Erdgas** werden wir das Gasgeschäft bei Petrom weiterentwickeln, welches sich auf Grund von sich ändernden Vorschriften in Rumänien in einem unstablen Umfeld befindet. Das Thema der Gaspreis-Liberalisierung in Rumänien steht nach wie vor zur Diskussion. Der Fokus liegt weiterhin auf dem strategisch wichtigsten Projekt, dem Vorantreiben des Nabucco Pipeline-Projekts zur Anbindung der Gasproduktion des Vorderen Orients an Mitteleuropa. Dieses Projekt ist derzeit in der Entwicklungsphase, in der alle technischen, gesetzlichen, kommerziellen und finanziellen Fragestellungen geklärt werden.

Nach Abschluss der Akquisition von 34% an der türkischen **Petrol Ofisi** am 16. Mai und nach erfolgter Kaufpreisuordnung, wird unser 34%-Anteil an Petrol Ofisi, beginnend ab dem Q3/06, at-equity im Finanzergebnis konsolidiert.

Im Einklang mit den Branchenstandards und in Hinblick auf die Größe und Komplexität des Konzerns beabsichtigen wir, beginnend mit dem Q3/06, ein kurzes **Trading-Statement** über die Umfeldentwicklungen und operativen Ereignisse im jeweils abgeschlossenen Quartal zu erstellen. Unsere Erwartung ist, dass dieses Statement in der zweiten Woche nach Quartalsende publiziert wird.

Q1/06	Q2/06	Q2/05	Δ%	in EUR Mio	1-6/06	1-6/05	Δ%	2005
4.298	4.646	3.846	21	Umsatz ¹⁾	8.944	7.003	28	15.580
589	474	297	59	EBIT E&P	1.063	596	78	1.594
-37	130	226	-42	EBIT R&M	94	343	-73	411
33	28	11	149	EBIT Gas	61	31	97	68
-	-	-3	n.a.	EBIT Chemie	-	6	n.a.	6
-45	-11	-22	-52	EBIT Konzernbereich	-56	-40	41	-121
541	621	510	22	EBIT Konzern	1.162	937	24	1.958
530	507	338	50	EBIT vor Sondereffekten E&P ²⁾	1.036	642	61	1.718
-34	138	257	-46	EBIT vor Sondereffekten R&M ²⁾	104	378	-73	604
33	28	13	122	EBIT vor Sondereffekten Gas ²⁾	61	33	88	67
-	-	-3	n.a.	EBIT vor Sondereffekten Chemie ²⁾	-	6	n.a.	6
-37	-11	-19	-44	EBIT vor Sondereffekten Kb&S ²⁾	-48	-35	37	-89
491	662	586	13	EBIT vor Sondereffekten Konzern ²⁾	1.153	1.023	13	2.305
				Ergebnis der gewöhnlichen				
526	643	507	27	Geschäftstätigkeit	1.169	911	28	1.948
430	474	383	24	Periodenüberschuss	904	693	30	1.496
				Periodenüberschuss nach				
319	400	337	19	Minderheiten	719	594	21	1.256
				Periodenüberschuss vor				
297	413	371	11	Sondereffekten nach Minderheiten	710	635	12	1.391
1,07	1,34	1,13	19	Ergebnis je Aktie (EPS) in EUR	2,41	1,99	21	4,21
1,00	1,38	1,24	11	EPS vor Sondereffekten in EUR	2,38	2,13	12	4,66
506	565	360	57	Cashflow aus der Betriebstätigkeit	1.070	985	9	2.108
1,69	1,89	1,21	57	Cashflow je Aktie (CFPS) in EUR	3,58	3,30	9	7,06
-	-	-	n.a.	ROfA (%)	32	26	22	29
-	-	-	n.a.	ROACE (%)	21	21	4	20
-	-	-	n.a.	ROE (%)	23	22	2	22
47.282	46.734	56.983	-18	OMV Mitarbeiteranzahl	46.734	56.983	-18	49.919
41.992	41.522	50.433	-18	davon Petrom	41.522	50.433	-18	44.693

¹⁾ Umsätze exklusive Mineralölsteuer

²⁾ bereinigt um einmalige Sondereffekte, 2005 beinhaltet nicht Ergebnis von nicht fortgeführten Geschäftsaktivitäten

Geschäftsbereiche

Exploration und Produktion (E&P)

Q1/06	Q2/06	Q2/05	Δ%	in EUR Mio	1-6/06	1-6/05	Δ%	2005
879	1.044	783	33	Umsatz	1.923	1.533	25	3.444
589	474	297	59	EBIT	1.063	596	78	1.594
59	-33	-41	-19	Sondereffekte	26	-46	n.a.	-124
530	507	338	50	EBIT vor Sondereffekten	1.036	642	61	1.718

Q1/06	Q2/06	Q2/05	Δ%	Operative Kennzahlen	1-6/06	1-6/05	Δ%	2005
30,4	29,3	31,0	-5	Gesamtproduktion in Mio boe	59,7	62,0	-4	123,3
337.000	322.000	340.000	-5	Gesamtproduktion in boe/d	330.000	343.000	-4	338.000
15,6	15,4	16,4	-6	Rohöl- und NGL Produktion in Mio bbl	31,0	32,5	-5	65,6
85,5	81,1	84,4	-4	Erdgasproduktion in bcf	166,7	171,3	-3	334,9
61,78	69,59	51,63	35	Durchschnittlicher Brent-Preis in USD/bbl	65,6	49,54	32	54,38
55,00	61,09	47,29	29	Durchschnittlicher realisierter Rohölpreis in USD/bbl	58,16138	43,57	33	49,78
37,19	37,48	15,37	144	Explorationsausgaben in EUR Mio	74,67	49,62	50	150,65
26,77	21,04	23,31	-10	Explorationsaufwand in EUR Mio	47,82	44,71	7	132,21
9,88	11,76	10,06	17	Produktionskosten in USD/boe	10,80	10,02	8	10,46

2005 Werte adaptiert: inklusive Petrom

davon Petrom (oben inkludiert)

Q1/06	Q2/06	Q2/05	Δ%	in EUR Mio	1-6/06	1-6/05	Δ%	2005
349	206	109	89	EBIT	554	239	132	791
57	-33	-35	-6	Sondereffekte	24	-35	n.a.	-100
292	239	144	66	EBIT vor Sondereffekten	531	274	94	891

Q1/06	Q2/06	Q2/05	Δ%	Operative Kennzahlen	1-6/06	1-6/05	Δ%	2005
215.000	202.000	214.000	-6	Gesamtproduktion in boe/d	208.000	217.000	-4	217.000
9,0	8,9	9,5	-6	Rohöl- und NGL Produktion in Mio bbl	17,9	19,0	-6	38,6
1,6	1,5	1,5	-5	Erdgasproduktion in Mrd m ³ ¹⁾	3,0	3,1	-2	6,2
58,26	64,84	48,49	34	Durchschnittl. Urals-Preis in USD/bbl	61,52	45,87	34	50,87
53,40	58,49	46,39	26	Durchschnittlicher realisierter Rohölpreis in USD/bbl	55,96	42,80	31	49,43
110,5	118,02	95,99	23	Regulierter Inlandsgaspreis für Produzenten in USD/1.000 m ³	113,77	81,05	40	-
12,06	14,97	12,49	20	Produktionskosten in USD/boe	13,48	12,13	11	13,10

¹⁾ Werte berichtet in Mrd m³, da rumänische Gaspreise auf m³ basieren

Zweites Quartal 2006 (Q2/06)

- ▶ Unabhängige Reservenbewertung von DeGolyer & MacNaughton bestätigt die ausgewiesenen sicheren Reserven von OMV und Petrom
- ▶ Produktionsmengen um 5% geringer, infolge niedrigerer Mengen in Rumänien, des Verlusts der eigenen Produktion in Venezuela und des Verkaufs der E&P-Aktivitäten in Katar
- ▶ OPEX um 17% gestiegen, hauptsächlich getrieben durch gestiegene Restrukturierungskosten, Kosteninflation in der Branche, Wechselkurseffekte und geringere Produktionsmengen
- ▶ Anstieg der Explorationsausgaben, insbesondere in Österreich und Rumänien
- ▶ Unterschied zwischen realisiertem Ölpreis und Brent erhöht auf Grund des Zeitpunkts großer Verkäufe

Der **Bereichsumsatz** stieg vor allem auf Grund höherer Preise. Der durchschnittlich **erzielte Rohölpreis** stieg um 29%, fällt aber somit hinter die Steigerung von Brent und Urals zurück. Der Unterschied zwischen dem Brent-Preis und dem realisierten Rohölpreis stieg auf USD 8,5/bbl gegenüber USD 4,3/bbl im Q2/05 (Q1/06: USD 6,8/bbl). Der interne Transferpreis von Petrom wurde angepasst um den überdurchschnittlichen Eigenverbrauch in beiden Petrom Raffinerien darzustellen und ist um etwa USD 3/bbl geringer als bisher. Weiters fanden zu Beginn des Quartals, als das Preisniveau noch niedriger war, zwei große Verkäufe in Tunesien und Libyen statt. Der durchschnittlich **erzielte Gaspreis** stieg um 30% und spiegelt das steigende Preisniveau des Konzerns am internationalen Gasmarkt wider.

Das **EBIT** stieg im Vergleich zum Q2/05 um 59%, vor allem auf Grund gestiegener Preise, wobei Petrom rund 40% zum guten Ergebnis beitrug. In Kasachstan wurde eines der Felder wertberichtigt, was zu einem Sonderaufwand von EUR 29 Mio führte. Im Q2/06 lag das **EBIT vor Sondereffekten** um 50% über dem des Vorjahrs.

Die **Produktionskosten** exkl. Lizenzgebühren (OPEX) in USD/boe stiegen um 17% im Vergleich zum Q2/05. Dies ist zum einen auf niedrigere Produktionsmengen aber vor allem auf die Kosteninflation in der Branche zurückzuführen. Die Produktionskosten bei Petrom sind um 20% gestiegen. Der Grund ist in erster Linie das gestiegene Kostenniveau für Personal und Services aber auch die Auswirkungen der Wechselkurse und die niedrigeren Produktionsmengen. Die Gesamtförderkosten von Petrom stiegen um 29% auf USD 24,8/boe und spiegeln zusätzlich die Abschreibung in Kasachstan wider.

Die **Explorationsausgaben** übertrafen das Niveau des Q2/05 infolge höherer Explorationstätigkeiten in Österreich und Rumänien, aber auch in Tunesien und Libyen.

Die **Gesamtproduktion** von Erdöl, NGL (Natural Gas Liquids) und Erdgas sank um 5% auf Grund des natürlichen Produktionsabfalls in Rumänien, der noch nicht durch

Jänner bis Juni 2006 (1–6/06)

Seit 2006 ist das E&P-Geschäft der Petrom im Ergebnis enthalten. Um die Vergleichbarkeit herzustellen, wurden die relevanten E&P-Zahlen aus 2005 angepasst. Weiters wurden per 1. Jänner die Gas-Marketing-Aktivitäten in Rumänien aus dem E&P-Bereich abgespalten, wodurch sich die E&P-Ergebnisse ab 2006 verringern werden.

Der **Bereichsumsatz** stieg vor allem auf Grund höherer Preise. Der durchschnittlich **erzielte Rohölpreis** stieg um 33% und spiegelt auch den Anstieg von Brent und Urals wider. Der Unterschied zwischen dem Brent-Preis und dem realisierten Rohölpreis betrug USD 7,4/bbl gegenüber USD 6,0/bbl in 1-6/05. Der durchschnittlich um rund 43% über dem Vorjahrsniveau liegende **erzielte Gaspreis**

verbessertes Lagerstättenmanagement und Explorations-erfolge kompensiert werden konnte, sowie durch Anlageverkäufe in Katar und dem Verlust der Produktion in Venezuela. Zudem hatten Erdbeben und Stromausfälle, welche auf die Überflutungen in Rumänien zurückzuführen sind, niedrigere Produktionsmengen zur Folge. Die **Erdöl- und NGL Produktion** war 6% niedriger als im Q2/05, hauptsächlich infolge geringerer Mengen aus UK und Rumänien sowie dem Verkauf der E&P-Aktivitäten in Katar. Mit 1. April 2006 wurde der Servicevertrag für das Boqueron Ölfeld in Venezuela an dem OMV einen Anteil von 30% hielt von der Regierung beendet und durch eine 13,3%ige Beteiligung an einem venezolanischen Unternehmen ersetzt. Die entsprechende Produktion von rund 2.300 bbl/d wird nicht mehr in den E&P-Produktionsmengen ausgewiesen, und eine Teilwertberichtigung ist wahrscheinlich. Die **Erdgasproduktion** sank wegen des Verkaufs der australischen Gasaktivitäten in 2005 und geringere Mengen von Petrom.

Verglichen mit Q1/06 ist das EBIT vor Sondereffekten um 4% niedriger. Obwohl der Referenzrohölpreis Brent um USD 7,8/bbl gestiegen ist, stieg der erzielte Rohölpreis nur um USD 6,1/bbl, was auf die Verkäufe in Tunesien und Libyen zurückzuführen ist, welche zu Beginn des Quartals stattgefunden haben, als das Preisniveau noch niedriger war. Der allgemein positive Effekt der hohen Ölpreise wurde durch 4% geringere Produktionsmengen, resultierend aus dem natürlichen Förderrückgang bei Petrom, dem Verkauf der E&P-Aktivitäten in Katar und dem Verlust der venezolanischen Produktion sowie saisonal niedrigeren Gasmengen in Österreich und Rumänien, ausgeglichen. Zusätzlich sind die Produktionskosten, auf Grund von höheren Servicekosten und dem Restrukturierungsprogramm bei Petrom, gestiegen.

DeGolyer & MacNaughton waren beauftragt, eine unabhängige Bewertung unserer Öl- und Gasreserven gemäß SEC Vorschriften durchzuführen. Das Ergebnis dieser **Reserveneurteilung** bestätigte die von OMV und Petrom per 31. Dezember 2005 ausgewiesenen sicheren Reserven zur Gänze.

des Konzerns spiegelt das allgemein höhere Preisniveau am internationalen Gasmarkt wider. Seit 1. Jänner 2006 wurde das System der Transferpreise von Rohölen zwischen dem E&P- und R&M-Bereich von Petrom angepasst, um teilweise dem überdurchschnittlich hohen Eigenverbrauch der beiden Petrom Raffinerien, sowie dem hohen Anteil an erforderlichen Exporten zum Teil Rechnung zu tragen. Deshalb wird der interne Transferpreis um rund USD 3/bbl geringer sein als bisher. Weiters basiert der Transferpreis nicht mehr auf dem Vormonatspreis sondern auf den aktuellen Monatsnotierungen.

Das **EBIT** konnte vor allem auf Grund von gestiegenen Preisen um 78% gesteigert werden, wobei Petrom mehr

als 50% zum guten Ergebnis beitrug. Im 1-6/06 wurde durch die mark-to-market Bewertung ein negatives Hedging-Ergebnis von EUR 0,2 Mio realisiert (1-6/05: EUR - 15,6 Mio). Der USD und der RON wurden im Laufe des ersten Halbjahrs stärker und wirkten sich somit positiv auf das Ergebnis aus.

Im Zuge des Deinvestitionsprogramms von Nicht-Kern-Aktivitäten bei Petrom wurden im Q1/06 sechs mobile off-shore und on-shore Bohreinheiten verkauft. Dies wurde teilweise durch die Abschreibung in Kasachstan im Q2/06 ausgeglichen, daher reduziert sich das **EBIT vor Sondereffekten** um EUR 26 Mio.

Die **Produktionskosten** exkl. Lizenzgebühren (OPEX) in USD/boe stiegen um 8% auf Grund generell höherer Kosten in der Branche, dem niedrigeren Produktionsniveau und den höheren Personal- und Servicekosten bei Petrom. Die gesamten Förderkosten von Petrom stiegen um 18% auf USD 21,7/boe.

Die **Explorationsausgaben** überstiegen das Niveau von 1-6/05 infolge allgemein höherer Explorationstätigkeiten in Tunesien und Libyen.

Die **Gesamtproduktion** von Erdöl, NGL (Natural Gas Liquids) und Erdgas sank auf Grund geringerer Mengen bei Petrom um 4%. Die **Erdöl- und NGL Produktion** sank gegenüber 1-6/05 infolge des Ausscheidens von Produktionsmengen aus Venezuela und Katar, geringerer Mengen aus UK und Tunesien sowie auf Grund des natürlichen Produktionsabfalls in Rumänien, der noch nicht durch verbessertes Lagerstättenmanagement und Explorationserfolge kompensiert werden konnte.

Die **Erdgasproduktion** sank wegen des Verkaufs der australischen Gasaktivitäten in 2005 sowie niedrigeren Mengen bei Petrom, was durch höhere Mengen in Pakistan und Neuseeland nicht kompensiert werden konnte.

Raffinerien und Marketing (R&M)

Q1/06	Q2/06	Q2/05	Δ%	in EUR Mio	1-6/06	1-6/05	Δ%	2005
3.893	4.403	3.661	20	Umsatz	8.296	6.532	27	15.081
-37	130	226	-42	EBIT	94	343	-73	411
2	27	53	-48	davon Petrochemie West	30	104	-72	108
-3	-8	-31	-75	Sondereffekte	-10	-35	-70	-192
-34	138	257	-46	EBIT vor Sondereffekten	104	378	-73	604

Q1/06	Q2/06	Q2/05	Δ%	Operative Kennzahlen	1-6/06	1-6/05	Δ%	2005
3,57	6,12	6,66	-8	OMV Referenz-Raffineriemarge in USD/bbl	4,81	5,70	-16	6,04
5,93	6,23	6,56	-5	Raffinerieeinsatz in Mio t	12,16	12,46	-2	24,38
91	90	90	0	Raffinerie-Auslastungsgrad in %	91	90	1	90
5,61	5,58	5,56	0	Raffinerie-Verkaufsmenge in Mio t	11,19	10,58	6	22,00
0,54	0,54	0,53	1	davon Petrochemie in Mio t	1,08	1,08	-1	2,02
4,25	4,55	4,52	1	Marketing-Verkaufsmengen in Mio t	8,80	8,18	8	17,44
2.531	2.520	2.457	3	Tankstellenanzahl	2.520	2.457	3	2.451

2005 Werte adaptiert: inklusive Petrom

Davon Petrom (oben inkludiert)

Q1/06	Q2/06	Q2/05	Δ%	in EUR mn	1-6/06	1-6/05	Δ%	2005
-85	-52	-6	780	EBIT	-137	0	n.a.	-208
0	-8	-25	-68	Sondereffekte	-8	-25	-68	-123
-85	-44	19	n.a.	EBIT vor Sondereffekten	-129	25	n.a.	-86

Q1/06	Q2/06	Q2/05	Δ%	Operative Kennzahlen	1-6/06	1-6/05	Δ%	2005
3,47	6,03	5,74	5	OMV Referenz-Raffineriemarge Ost in USD/bbl	4,72	5,47	-14	5,29
1,73	1,70	1,65	3	Raffinerieeinsatz in Mio t	3,43	3,15	9	6,40
88	85	83	3	Raffinerie-Auslastungsgrad in %	86	79	10	80
1,54	1,49	1,48	1	Raffinerie-Verkaufsmenge in Mio t	3,03	2,66	14	5,60
0,10	0,11	0,12	-11	davon Petrochemie in Mio t	0,21	0,26	-19	0,55
1,41	1,35	1,36	0	Marketing-Verkaufsmengen in Mio t	2,76	2,40	15	5,07
712	699	670	4	Tankstellenanzahl	699	670	4	635

Zweites Quartal 2006 (Q2/06)

- ▶ Raffineriemargen erholten sich im Q2/06, bleiben jedoch weiterhin unter dem Vorjahrsniveau
- ▶ Planmäßiger Betrieb des erweiterten Crackers der Raffinerie Schwechat, höhere Mengen durch die Erweiterung des Crackers in der Raffinerie Schwechat, Erreichung der vollen geplanten Kapazitätsauslastung im Q3/06 erwartet
- ▶ 10% höhere Mengen im Tankstellengeschäft und ein gestiegener Beitrag des Non-Oil-Geschäfts gleichen 15% niedrigere Margen aus
- ▶ Marktanteil auf 20% gestiegen, wodurch unser strategisches Ziel erreicht wurde

Der **Bereichsumsatz** des Geschäftsbereichs R&M stieg um 20%, hauptsächlich auf Grund höherer Produktpreise.

Das **EBIT** lag 42% unter dem Vergleichsquarteral des Vorjahrs, was auf das schwächere Umfeld bei Bulk, Petrochemie und Marketing zurückzuführen ist. Zusätzlich wirkten sich die hohen Rohölpreise negativ aus, da sich dadurch die Kosten des Eigenverbrauchs in den Raffine-

rien erhöhten. Dies ist vor allem bei Petrom von Bedeutung, wo der Eigenverbrauch und Verlust noch immer deutlich über westlichen Standards liegt. Das **EBIT vor Sondereffekten** ging um 46% zurück und exkludiert Sonderaufwendungen in Höhe von EUR 8 Mio, nämlich Teilwertberichtigungen bei Petrom (Ungarn) und Rückstellungen für einen Rechtsstreit in Serbien.

Das Ergebnis des **Bulk-Raffineriegeschäfts** fiel auf Grund niedrigerer Raffineriemargen (Margenrückgang 8%). Der Rückgang wurde jedoch durch die höhere Differenz zwischen leichten und schweren Rohölen (USD 4,75/bbl vs. USD 3,14 bbl) abgeschwächt. Die Raffineriemarge West lag mit USD 6,16/bbl rund 13% unter der des Vorjahrs. Am 28. März meldete OMV ein Feuer in der Raffinerie Schwechat. Letzte Reparaturarbeiten sollten im Q3/06 stattfinden, daher war der Durchsatz im Q2/06 reduziert. Das Raffineriegeschäft bei Petrom blieb negativ, obwohl das Bulk-Geschäft einen Zuwachs auf Grund der 5% höheren Raffineriemarge Ost zeigte. Durch die höhere Auslastung bei den Petrom Raffinerien blieb der Auslastungsgrad weiterhin bei 90% trotz der geringeren Ausstoßmengen in Schwechat. Die gesamten **Raffinerieverkaufsmengen** blieben stabil auf dem Niveau des Vorjahrs, wobei die um 5% höheren Raffinerieverkaufsmengen bei Petrom die geringeren Mengen in den westlichen Raffinerien kompensierten.

Das **Petrochemieergebnis** West (exklusive Petrom) stand unter Druck, da die Margen um 10% zurückgingen. Der Rückgang erklärt sich aus den signifikant höheren Preisen des erdölbasierenden Einsatzes, die nicht zur Gänze durch höhere Verkaufspreise gedeckt waren. Die **Verkaufsmengen** nahmen leicht zu, da die um 12% höheren Mengen aus Schwechat (die Produktion wird seit der Kapazitätserweiterung im Q3/05 schrittweise hochgefahren und soll im Q3/06 die volle geplante Auslastung erreichen) die geringeren Mengen der Raffinerie Petrobrazi ausglich.

Das Ergebnis im **Marketing** war durch den Marketingbeitrag von Petrom geringfügig negativ. Die Exportmengen bei Petrom sind zurückgegangen, da die Exporte im Vorjahr außergewöhnlich hoch waren. Dies lag daran, dass im Vorfeld des geplanten Stillstandes bei Petrobrazi im Q4/05 die Lagertanks geleert werden mussten, um Platz für das Rohöl, das nicht verarbeitet werden konnte, zu schaffen. Im Mai wurde eine neue Exportsteuer in Höhe von USD 10,0/t eingeführt, was sich wahrscheinlich negativ auf die Exportzahlen auswirken wird. Allgemein waren die Margen im Tankstellenbereich weiterhin unter Druck. Besonders in Rumänien konnten die hohen Produktpreise nicht zur Gänze an den Markt weitergegeben werden. Die Marketingmengen stiegen gegenüber dem Vorjahr leicht an, hauptsächlich auf Grund des um 10% gestiegenen Tankstellengeschäfts, was auf die Erhöhung der Tankstellenanzahl, insbesondere in der tschechischen Republik, zurückzuführen ist. Zudem half ein gesteigener Beitrag aus dem Non-Oil-Geschäft. Per 30. Juni 2006 wuchs die **Tankstellenanzahl** um 3%, nicht zuletzt durch die Akquisition von 70 Tankstellen in der Tschechischen Republik im Q1/06. Der Marktanteil der Gruppe in den 13 CEE Ländern, in denen OMV vertreten ist, stieg von 18% auf 20%, womit der Konzern sein Marktanteilsziel erreichte.

Verglichen mit Q1/06 verbesserte sich das EBIT deutlich und drehte vor allem durch die verbesserten Margen im Bulk- und Petrochemieraffineriegeschäft wieder ins Plus. Auch der Bereich Marketing verzeichnete einen Anstieg der Margen im Laufe des Jahres. Die Mengen waren saisonbedingt höher als im Vorquartal.

Jänner bis Juni 2006 (1–6/06)

Anfang des Jahres wurde das R&M-Geschäft bei Petrom erstmalig in die Ergebnisse miteinbezogen. Um die Vergleichbarkeit herzustellen, wurden die relevanten R&M-Ergebnisse aus 2005 angepasst.

Seit dem 1. Jänner 2006 wurde das System der Transferpreise von Rohölen zwischen den Petrom-Bereichen E&P und R&M angepasst, um dem überdurchschnittlich hohen Eigenverbrauch der beiden Petrom Raffinerien sowie dem hohen Anteil an erforderlichen Exporten zum Teil Rechnung zu tragen. Deshalb ist der interne Transferpreis um rund USD 3/bbl geringer als im Vorjahr. Weiters basiert der Transferpreis nicht mehr auf dem Vormonatspreis, sondern auf den aktuellen Monatsnotierungen.

Der **Bereichsumsatz** des Geschäftsbereiches R&M stieg um 27%, sowohl auf Grund höherer Produktpreise als auch höherer Verkaufsmengen bei Raffinerien und Marketing.

Das **EBIT** verbesserte sich während des Jahres kontinuierlich und zeigte sich nach Verlusten in den ersten drei Monaten wieder positiv. Dennoch liegt es weiterhin deutlich unter dem der Vergleichsperiode des Vorjahrs und reflektiert damit das schwächere Umfeld in den Bereichen Bulk, Petrochemie und Marketing. Zusätzlich wirkten sich die hohen Rohölpreise negativ aus, da sich dadurch die Kosten des Eigenverbrauchs in den Raffinerien erhöhten. Dies ist vor allem bei Petrom von Bedeutung, wo der Eigenverbrauch und Verlust deutlich über westlichen Standards liegt. Das **EBIT vor Sondereffekten** fiel um 73% und exkludiert Sonderaufwendungen in Höhe von EUR 10 Mio, die sich aus Aufwendungen im Zusammenhang mit dem Brand der Raffinerie in Schwechat, einer Abschreibung bei Petrom (Ungarn) und einer Rückstellung für einen Rechtsstreit in Serbien zusammensetzen.

Am 28. März berichtete OMV einen Brand in der Raffinerie in Schwechat. Der daraus entstandene Schaden an der Raffinerie lag bei EUR 10 Mio, wobei der Großteil

(EUR 7 Mio) im Q1/06 bei einer eigenen Versicherungsgesellschaft gebucht wurde, die im Bereich Konzern & Sonstiges inkludiert ist. Der Durchsatz wird dadurch bis zum dritten Quartal reduziert bleiben, da die Reparaturarbeiten eine kurze Schließung der Raffinerie notwendig machen könnten.

Das Ergebnis des **Bulk-Raffineriegeschäfts** fiel auf Grund schwächerer Raffineriemargen (Margenrückgang 16%). Der Rückgang wurde jedoch durch die höhere Differenz zwischen leichten und schweren Rohölen (USD 4,08/bbl vs. USD 3,67/bbl) abgeschwächt. Vor allem das Raffineriegeschäft bei Petrom war negativ, da die Raffineriemarge Ost um 14% sank und die Petrochemiemarge unter den hohen Naphtapreisen und der hohen Kostenposition litt. Der OMV **Raffinerieeinsatz** sank um 2%. Auf Grund der höheren Auslastung bei den Petrom Raffinerien stieg die allgemeine **Kapazitätsauslastung** trotz des Feuers in Schwechat auf 91% an. Die gesamte **Raffinerieverkaufsmenge** stieg um 6%, wobei vor allem die Verkaufsmengen bei Petrom stark anstiegen.

Das **Petrochemieergebnis** West (exklusive Petrom) ging zurück, da die deutlich höheren Preise der erdölbasierenden Einsatzmaterialien nicht zur Gänze durch die höheren Verkaufspreise gedeckt waren, und dadurch die Margen um 13% sanken. Die Verkaufsmengen fielen leicht, da die durch die Kapazitätsausweitung höheren Volumina aus Schwechat die geringeren Mengen der Petrobrazil Raffinerie nicht ausgleichen konnten.

Das Ergebnis im **Marketing** war durch den Ergebnisbeitrag des Petrom Marketings negativ. Allgemein waren die Margen im Tankstellenbereich noch immer unter Druck, da besonders in Rumänien die hohen Produktpreise nicht zur Gänze an den Markt weitergegeben werden konnten. Die Marketingmengen stiegen um 8% an, hauptsächlich auf Grund der gestiegenen Tankstellenverkaufsmengen durch die höhere Anzahl der Tankstellen.

Erdgas

Q1/06	Q2/06	Q2/05	Δ%	in EUR Mio	1-6/06	1-6/05	Δ%	2005
446	322	175	84	Umsatz	769	378	103	803
33	28	11	149	EBIT	61	31	97	68
-	-	-1	n.a.	Sondereffekte	-	-2	n.a.	1
33	28	13	122	EBIT vor Sondereffekten	61	33	88	67

Q1/06	Q2/06	Q2/05	Δ%	Operative Kennzahlen	1-6/06	1-6/05	Δ%	2005
5,03	2,67	1,66	61	Verkaufsmengen Erdgas in Mrd m ³	7,70	4,60	67	8,91
695.068	560.547	502.381	12	Durchschnittlich verkaufte Speicherkapazität m ³ /h	627.808	570.222	10	579.625
1.571	1.590	1.531	4	Verkaufte Gastransit-Kapazität in Mio m ³ /h*km	1.580	1.531	3	1.532

Davon Petrom (oben inkludiert)

Q1/06	Q2/06	Q2/05	Δ%	in EUR Mio	1-6/06	1-6/05	Δ%	2005
11	16	-	n.a.	EBIT	27	-	n.a.	-
11	16	-	n.a.	EBIT vor Sondereffekten	27	-	n.a.	-
1,46	1,01	-	n.a.	Verkaufsmengen Erdgas in Mrd m ³	2,46	-	n.a.	-

Zweites Quartal 2006 (Q2/06)

- ▶ **Wesentlicher Beitrag von Petrom zum Gasbereich**
- ▶ **Verkaufte Speicherkapazität höher; jedoch höhere Saisonalität infolge kurz- und mittelfristiger Verträge**
- ▶ **Verkaufte Gastransit-Kapazität infolge neuer Kompressorstation auf der WAG gestiegen**

Der **Betriebserfolg** stieg um fast 150% im Vergleich zum Q2/05, auf Grund der Einbeziehung der Gas-Marketing-Aktivitäten von Petrom. Im Vergleich zum Q1/06 war das Ergebnis niedriger, da niedrigere Gasverkaufsmengen und die gestiegene Saisonabhängigkeit im Speichergeschäft auch durch die besseren Ergebnisse bei Petrom nicht kompensiert werden konnten.

Das **Supplygeschäft** profitierte von zusätzlichen Volumen bei Petrom, und auch vom höheren Preisniveau sowie höheren Volumen in den OMV Märkten im Vergleich zum Q2/05.

Petrom konnte höhere Margen, hauptsächlich infolge der regulierten Gaspreise bei Petrom, die sich auf Grund der Preisreduktion von „New Gas“ veränderten, erzielen. Zusätzlich führte die erhöhte Effizienz der Marketing-Aktivitäten der Verkäufer zu einem besseren Ergebnis.

Jänner bis Juni 2006 (1-6/06)

Mit Jänner wurden die Gas-Marketing-Aktivitäten von Petrom aus dem E&P-Bereich abgespalten und im Segment Erdgas miteinbezogen. Die gesamten Gasvolumen, die im Bereich E&P produziert wurden, werden zum Erdgasbereich bei Petrom transferiert. Der Transferpreis basiert auf inländischen Gaspreisen für Hersteller und

Eine weitere regulative Änderung wird ab 1. Juli folgen. Die Verkaufsmengen von Petrom werden die Zusammensetzung des Verbraucher-Korbes widerspiegeln und daher muss Petrom auch beginnen Gas zu importieren.

Das **Transportgeschäft** profitierte von höheren Transportvolumen. Es konnte ein Anstieg der gesamten **verkauften Gastransit-Mengen** verzeichnet werden, vor allem auf Grund der neuen Kompressorstation auf der West-Austria-Gasleitung (WAG).

Im **Speichergeschäft** lässt sich eine erhöhte Saisonabhängigkeit feststellen, da die langfristigen Verträge, die letztes Jahr ausgelaufen sind, durch kurz- und mittelfristige ersetzt wurden. Die verkaufte Speicherkapazität lag über dem Niveau vom Q2/05 jedoch auf Grund saisonaler Schwankungen unter dem des Vorquartals.

räumt angemessene Handelsspannen ein, die das Vermarktungsrisiko, das durch den Erdgasbereich von Petrom getragen wird, widerspiegeln.

Der **Betriebserfolg** stieg signifikant um 97%, auf Grund der Einbeziehung der Gas-Marketing-Aktivitäten von Petrom.

Das **Supplygeschäft** profitierte von einem höheren Preisniveau und höheren Mengen in den OMV Märkten sowie von zusätzlichen Mengen durch Petrom.

Das **Transportgeschäft** profitierte von höheren Transportvolumen. Die **verkaufte Gastransit-Kapazität** konnte hauptsächlich auf Grund der neuen Kompressorstation auf der WAG gesteigert werden.

Das Ergebnis des **Speichergeschäfts** liegt auf Vorjahrsniveau. Der positive Effekt, erzielt durch die höhere durchschnittliche Speicherkapazität, wurde auf Grund höherer Saisonalität der kurzfristigen Verträge wieder neutralisiert.

Konzernabschluss und Tabellen

Gewinn- und Verlustrechnung

Q1/06	Q2/06	Q2/05	Konzern-Gewinn und Verlustrechnung in EUR Mio	1-6/06	1-6/05	2005
5.519,39	5.654,17	4.880,52	Umsatzerlöse inkl. Mineralölsteuer	11.173,55	8.930,15	19.849,44
-1.221,21	-1.008,08	-1.034,13	Weiterverrechnete Mineralölsteuer	-2.229,29	-1.927,22	-4.269,74
4.298,18	4.646,09	3.846,39	Umsatzerlöse	8.944,26	7.002,93	15.579,70
-50,63	-59,28	-57,30	Sondereinzelkosten des Vertriebs	-109,91	-112,74	-200,92
-3.385,30	-3.594,01	-2.734,18	Herstellungskosten der erbrachten Leistung	-6.979,31	-5.198,70	-11.940,75
862,25	992,80	1.054,91	Bruttoergebnis vom Umsatz	1.855,05	1.691,48	3.438,03
97,40	70,61	70,95	Sonstige betriebliche Erträge	168,01	302,53	456,69
-224,11	-207,37	-208,47	Marketing- und Vertriebsaufwendungen	-431,48	-378,16	-910,08
-72,77	-80,36	-251,56	Verwaltungsaufwendungen	-153,13	-364,97	-303,32
-26,77	-21,04	-23,31	Explorationsaufwendungen	-47,82	-44,71	-132,21
-2,31	-1,19	-3,76	Forschungs- u. Entwicklungsaufwendungen	-3,50	-6,98	-12,19
-93,17	-132,37	-129,01	Sonstige betriebliche Aufwendungen	-225,54	-262,62	-578,54
540,52	621,07	509,74	Betriebserfolg (EBIT)	1.161,59	936,57	1.958,37
30,97	31,95	16,37	Ergebnis aus assoziierten Unternehmen	62,92	52,28	101,74
7,51	13,67	9,64	Sonstiges Beteiligungsergebnis	21,18	9,86	11,97
-53,80	-23,14	-28,08	Zinsergebnis	-76,95	-86,74	-124,04
0,55	-0,75	-0,71	Sonstiges Finanzergebnis	-0,20	-1,02	-0,34
-14,78	21,72	-2,78	Finanzerfolg	6,95	-25,63	-10,67
525,74	642,80	506,95	Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	1.168,53	910,95	1.947,70
-101,71	-177,20	-124,05	Steuern vom Einkommen und Ertrag	-278,92	-217,65	-487,81
424,02	465,60	382,90	Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit nach Steuern	889,62	693,29	1.459,88
5,94	8,21	-	Ergebnis nicht fortgesetzter Geschäftsaktivitäten nach Steuern	14,16	-	35,99
429,97	473,81	382,90	Perioden-/Jahresüberschuss	903,78	693,29	1.495,87
318,92	400,08	337,14	davon eigenen Gesellschaftern zustehend	719,00	593,58	1.256,13
111,05	73,73	45,76	davon anderen Gesellschaftern zustehend	184,78	99,71	239,75
1,07	1,34	1,13	Ergebnis je Aktie in EUR	2,41	1,99	4,21
-	-	-	Dividende je Aktie in EUR	-	-	0,90

Q1/06	Q2/06	Q2/05	Δ%	in EUR Mio	1-6/06	1-6/05	Δ%	2005
38,47	45,62	26,00	75	Beteiligungsergebnis	84,09	62,13	35	113,71
10,85	31,20	13,13	138	davon Borealis	42,05	34,51	22	61,70
-4,73	-6,26	-	n.a.	davon AMI International	-10,99	-	n.a.	1,71
20,15	5,29	1,80	194	davon EconGas	25,45	9,97	155	22,93
4,03	-0,07	0,24	n.a.	davon Oberösterreichische Ferngas	3,96	5,46	-27	9,78

Zweites Quartal 2006 (Q2/06)

Der **Konzernumsatz** ist im Vergleich zum Q2/05 auf Grund des äußerst positiven Öl- und Gaspreisumfelds stark gestiegen. Vom Gesamtumsatz entfielen auf den Bereich R&M 88%, 7% auf Erdgas und rund 5% auf E&P (dieser Bereich generiert überwiegend Innenumsätze). Im

Vergleich zu Q1/06 stieg der Umsatz um 8%, infolge des positiven Preisumfelds.

Das **Konzern-EBIT** in Höhe von EUR 621 Mio lag um 22% über dem Niveau des Q2/05. Der EBIT-Beitrag von

Petrom betrug EUR 170 Mio und stieg damit um 65%. Die **Sonderausgaben** betragen EUR 41 Mio und sind vor allem auf nicht geplante Abschreibungen (EUR 32 Mio) sowie Restrukturierungskosten für Petrom zurückzuführen. Das um **Sondereffekte bereinigte EBIT** stieg um 13% auf EUR 662 Mio. Der Beitrag von Petrom zum Betriebserfolg vor Sondereffekten war EUR 211 Mio, eine Steigerung um 30%. Verglichen mit Q1/06 stieg das um Sondereffekte bereinigte EBIT um 35% und spiegelt dabei das positive Umfeld sowohl in Upstream als auch Downstream wider.

Das **Beteiligungsergebnis** beinhaltet die Dividendenzahlung von MOL im Q2/06 und spiegelt den starken Ergebnisbeitrag der Borealis und der Gas Tochtergesellschaft EconGas wider. Der Ergebnisbeitrag von EconGas überschritt jenen des Vorjahrs, blieb aber hinter dem außergewöhnlich hohem Niveau vom Q1/06 auf Grund von Saisonabhängigkeiten im Gasbereich zurück. Der **Finanzserfolg** verbesserte sich um EUR 25 Mio im Vergleich zum Q2/05 (EUR 37 Mio Steigerung im Vergleich zum Q1/06) und spiegelt einen geringeren Zinsensaldo auf Grund von niedrigeren Währungsverlusten und gestiegenen Erträgen aus Beteiligungen wider.

Jänner bis Juni 2006 (1–6/06)

Der **Konzernumsatz** ist im Vergleich zu 1-6/05 infolge des sehr positiven Öl- und Gaspreisumfelds, stark gestiegen. Vom Gesamtumsatz entfielen auf den Bereich R&M 87%, 9% auf Erdgas und rund 4% auf E&P (dieser Bereich generiert überwiegend Innenumsätze).

Das **Konzern-EBIT** in Höhe von EUR 1.162 Mio lag um 24% über dem Niveau von 1-6/05. Der EBIT-Beitrag von Petrom betrug EUR 444 Mio und überstieg das Vorjahrsniveau um 86%. Die Sondereinnahmen von EUR 33 Mio spiegeln den Verkauf von Anlagevermögen (EUR 57 Mio) aus Q1/06 wider, wurden allerdings fast durch Sondereaufwand im Q2/06 für nicht geplante Abschreibungen (EUR 29 Mio) sowie Restrukturierungsausgaben ausgeglichen. Das um **Sondereffekte bereinigte EBIT** stieg um 13% auf EUR 1.153 Mio. Der Beitrag von Petrom zum Betriebserfolg vor Sondereffekten war EUR 428 Mio, eine Steigerung von 43%.

Das **Beteiligungsergebnis** spiegelt den deutlich gestiegenen Ergebnisbeitrag der Gas Tochtergesellschaft EconGas im Q1 sowie der Borealis im Q2 wider und enthält auch die Dividendenzahlung von MOL im Q2. Der Finanzerfolg verbesserte sich um EUR 8 Mio und spiegelt einen geringeren Zinsensaldo durch bessere Währungskurse und gestiegene Erträge aus Beteiligungen wider.

Die laufenden Ertragsteuern betragen EUR 153 Mio. Aktive latente Steuern wurden in Höhe von EUR 24 Mio erfolgswirksam gebildet. Die **Steuerquote** des Konzerns, basierend auf dem Ergebnis aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit, stieg auf 28% nach 19% im Q1/06 (Q2/05: 24%). Hauptsächlich auf Grund der Steuererhöhung im UK und Liftings in Ländern mit hoher Steuerbelastung (Tunesien und Libyen), die auch durch den Anteil von Petrom, welche nur mit 16% besteuert ist, nicht ausgeglichen werden.

Der **Periodenüberschuss** war um 24% höher als im Q2/05. Vor allem infolge des 49%-Fremdanteils an Petrom betragen die Minderheitenanteile (anderen Gesellschaftern zustehendes Ergebnis) EUR 74 Mio. Der Periodenüberschuss nach Minderheiten beträgt somit EUR 400 Mio; eine Steigerung von 25% gegenüber dem Q2/06.

Der **Periodenüberschuss nach Minderheiten vor Sondereffekten** (exkl. Ergebnis aus nicht fortgeführten Geschäftsaktivitäten) lag bei EUR 413 Mio. Das Ergebnis je Aktie betrug EUR 1,34, während das **Ergebnis je Aktie vor Sondereffekten** auf EUR 1,38 anstieg (Q2/05: EUR 1,24; Q1/06: EUR 1,00).

Das **Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit** sowie die **Steuern vom Einkommen und vom Ertrag** stiegen im Vergleich zum 1-6/05 um 28%. Die laufenden Ertragsteuern betragen EUR 243 Mio. Aktive latente Steuern wurden in Höhe von EUR 36 Mio erfolgswirksam gebildet. Die **Steuerquote** des Konzerns, basierend auf dem Ergebnis aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit, lag auf dem Vorjahrsniveau von 24%, da die negativen Auswirkungen der höheren Steuern im UK durch den positiven Effekt von Petrom (Steuersatz in Rumänien 16%) kompensiert wurden.

Der **Periodenüberschuss** war um 30% höher als im 1-6/05. Vor allem infolge des 49%-Fremdanteils an Petrom betragen die Minderheitenanteile (anderen Gesellschaftern zustehendes Ergebnis) EUR 185 Mio. Der Periodenüberschuss nach Minderheiten beträgt somit EUR 719 Mio, um 21% über 1-6/05.

Der **Periodenüberschuss nach Minderheiten vor Sondereffekten** (exkl. Ergebnis aus nicht fortgeführten Geschäftsaktivitäten) lag bei EUR 710 Mio. Das Ergebnis je Aktie betrug EUR 2,41 während das **Ergebnis je Aktie vor Sondereffekten** um 12% auf EUR 2,38 anstieg (1-6/05: EUR 2,13).

Bilanz, Investitionen und Verschuldungsgrad

Konzernbilanz in EUR Mio	30. Juni 2006	31. Dez. 2005
Vermögen		
Langfristiges Vermögen		
Immaterielle Vermögensgegenstände	181,58	143,58
Sachanlagen	7.151,08	6.838,12
Anteile an assoziierten Unternehmen	956,27	881,70
Sonstige Finanzanlagen	2.411,72	1.586,96
Anlagevermögen	10.700,65	9.450,36
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	381,00	351,22
	11.081,64	9.801,58
Latente Steuern	36,93	24,67
Kurzfristiges Vermögen		
Vorräte	1.785,15	1.603,32
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	1.909,62	1.753,09
Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände	380,75	234,89
Wertpapiere und Anteile	0,82	1,34
Kassenbestand und Bankguthaben	1.785,59	1.951,26
Zu Veräußerungszwecken gehaltenes Vermögen	82,31	81,19
	5.944,23	5.625,08
	17.062,81	15.451,34
Eigenkapital und Verbindlichkeiten		
Eigenkapital		
Grundkapital	300,00	300,00
Rücklagen	5.965,03	5.591,59
Eigenkapital der Gesellschafter des Mutterunternehmens	6.265,04	5.891,59
Anteile anderer Gesellschafter	1.944,64	1.801,93
	8.209,68	7.693,52
Langfristige Verbindlichkeiten		
Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	997,55	1.010,80
Anleihen	855,76	1.039,48
Verzinsliche Finanzverbindlichkeiten	232,16	209,71
Rekultivierungsverpflichtungen	1.416,67	1.357,54
Rückstellungen	232,00	288,08
Andere Verbindlichkeiten	67,17	71,77
	3.801,31	3.977,37
Latente Steuern	262,39	220,32
Kurzfristige Verbindlichkeiten		
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.810,94	1.471,61
Anleihen	138,30	136,15
Verzinsliche Finanzverbindlichkeiten	1.206,41	441,21
Steuerrückstellungen	137,57	285,19
Sonstige Rückstellungen	437,10	407,46
Andere Verbindlichkeiten	1.022,85	786,63
Zu Veräußerungszwecken gehaltene Verbindlichkeiten	36,26	31,88
	4.789,43	3.560,13
	17.062,81	15.451,34

Das **Investitionsvolumen** erhöhte sich gegenüber 1-6/05 von EUR 479 Mio auf EUR 1.650 Mio. In **E&P** wurden EUR 287 Mio (1-6/05: EUR 195 Mio) investiert, vor allem in Entwicklungen von Feldern in Neuseeland und Österreich sowie in das Optimierungsprogramm in Rumänien. Die Investitionen in **R&M** von EUR 1.278 Mio (1-6/05: EUR 253 Mio) umfassen im Wesentlichen die Akquisition eines 34%-Anteils an Petrol Ofisi, Türkei's führendem Unternehmen im Tankstellen- und Kundengeschäft, und der Akquisition der ARAL Tankstellen in der Tschechischen Republik (Q1/06). Den Schwerpunkt bei den Investitionen im Bereich **Erdgas** (EUR 49 Mio) bildeten Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung der West-Austria-Gasleitung (WAG). Bei **Kb&S** entfiel der Hauptteil der Investitionen von EUR 36 Mio auf IT-Projekte.

Das **Gesamtvermögen** stieg um 10%, hauptsächlich infolge der Investition in Petrol Ofisi aber auch durch das verbesserte Preisumfeld, das einen Anstieg der Vorräte und Forderungen aus Lieferungen und Leistungen bewirkte, der durch den Rückgang des Kassen- und Bankbestands zum Teil reduziert wurde.

Das **Eigenkapital** erhöhte sich im ersten Halbjahr 2006 um rund 7%. Die Gewinnrücklagen stiegen auf Grund der guten Resultate weiter an, wodurch die Auswirkungen des Aktien- und Wandelanleihen-Rückkaufs sowie die Dividendenzahlungen mehr als kompensiert werden konnten.

Auf Grund eines höheren Anstiegs des Anlagevermögens im Vergleich zum Konzerneigenkapital sank die **Eigenkapitalrentabilität** von 50% auf 48%.

Nach der Genehmigung der Hauptversammlung im Mai startete OMV mit dem Aktienrückkaufsprogramm. Insgesamt wurden 445.000 Aktien zu einem gewichteten Durchschnittspreis von EUR 41,15 rückgekauft. Folglich stieg die Anzahl der vom Unternehmen gehaltenen Aktien und betrug per 30. Juni 2006 1.764.516 Stück. Durch die Ausübung der Wandelschuldverschreibungen besteht das **Eigenkapital** aus 300.002.400 Stück Aktien.

Zum 30. Juni 2006 wurden 563.211 Wandelanleihen zu einem durchschnittlichen Preis von EUR 463,08 rückgekauft. Die Anzahl der noch ausstehenden Wandelanleihen beträgt 1.230.408, das einer Aktienanzahl von 12.304.080 Stück entspricht.

Zum 30. Juni 2006 standen lang- und kurzfristigen Kreditverbindlichkeiten und Anleihen von EUR 2.433 Mio (2005: EUR 1.827 Mio) einem monetären Umlaufvermögen von insgesamt EUR 1.786 Mio (2005: EUR 1.951 Mio) gegenüber. Hauptsächlich infolge der Akquisition von Petrol Ofisi musste der Konzern zum 30. Juni 2006 – das erste Mal nach drei Quartalen - eine **Netto-Verschuldung (Net debt)** in Höhe von EUR 647 Mio verzeichnen (2005: Net cash EUR 126). In Relation zum Eigenkapital ergab sich daher per 30. Juni 2006 ein Verschuldungsgrad (gearing ratio) von 8% (2005: -2%).

Cashflow

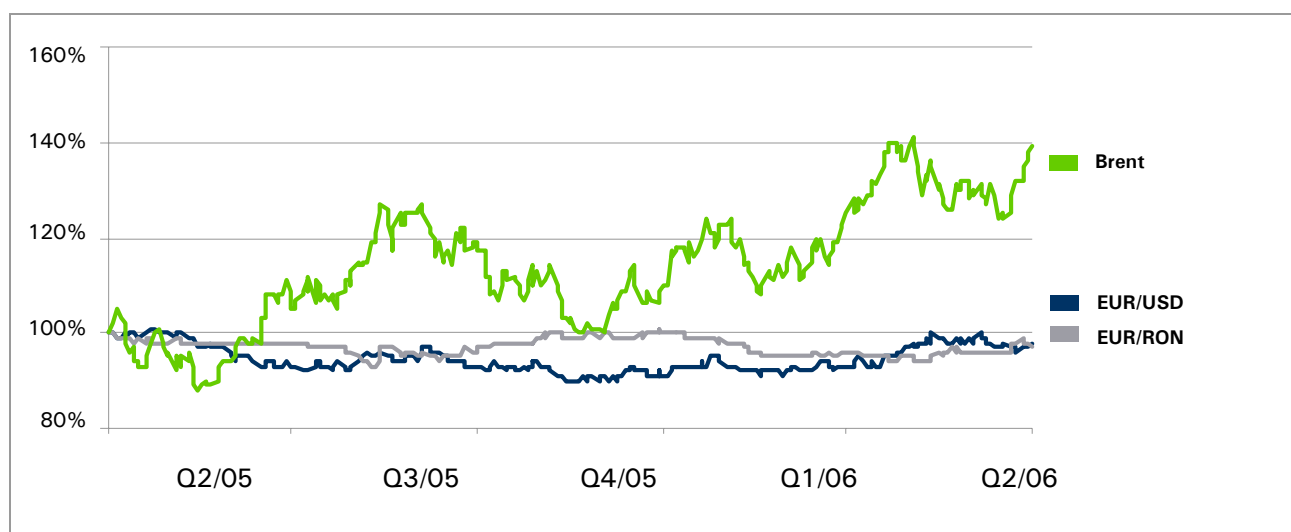
Q1/06	Q2/06	Q2/05	Konzern-Cashflow-Rechnung in EUR Mio	1-6/06	1-6/05	2005
429,97	473,81	382,90	Jahresergebnis	903,78	693,29	1.495,87
172,77	212,17	164,48	Abschreibungen	384,94	332,49	793,98
-2,81	2,13	-0,21	Zuschreibungen zum Anlagevermögen	-0,68	-0,22	-2,71
11,33	24,20	11,84	Latente Steuern	35,53	15,95	17,86
-56,82	-5,62	1,85	Gewinne/Verluste aus Abgängen von Anlagevermögen	-62,43	1,55	10,99
-26,87	-31,07	41,66	Erfolgswirksame Nettodotierung Sozialkapital	-57,93	40,08	39,43
25,35	-50,09	-1,65	Erfolgswirksame Nettodotierung langfristige Rückstellungen und Rekultivierung	-24,74	18,61	-42,66
-28,85	-24,30	-28,50	Sonstige unbare Erträge und Aufwendungen	-53,15	-30,76	-65,77
524,09	601,23	572,38	Mittelzufluss nach unbaren Posten	1.125,32	1.071,00	2.246,99
-172,14	-6,72	128,43	Verminderung/Erhöhung Vorräte	-178,86	-149,03	-385,91
-170,22	-125,36	-176,04	Verminderung/Erhöhung Forderungen	-295,58	-331,36	-374,33
478,36	26,29	-182,82	Erhöhung/Verminderung Verbindlichkeiten	504,65	220,84	322,62
-154,75	69,56	8,10	Erhöhung/Verminderung kurzfristige Rückstellungen	-85,19	160,70	248,72
0,29	-0,29	9,99	Sonstiges	-	12,83	49,90
505,62	564,72	360,03	Mittelzufluss aus der Betriebstätigkeit	1.070,34	984,97	2.108,00
			Investitionen			
-314,57	-363,44	-230,35	Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	-678,01	-516,12	-1.213,86
-92,31	-758,56	-82,28	Beteiligungen, Ausleihungen und sonstige Finanzanlagen	-850,88	-98,65	-621,63
-64,20	-56,23	44,18	Erwerb einbezogener Unternehmen abzüglich liquider Mittel	-120,43	44,18	5,59
10,57	-1,22	-0,92	Änderung kurzfristige Finanzinvestitionen	9,35	-1,28	-11,61
			Veräußerungen			
108,74	17,53	66,92	Erlöse aus Verkauf von Anlagevermögen	126,26	97,53	149,28
-	-	49,27	Erlöse aus Verkauf von Tochtergesellschaften	-	49,27	358,10
-351,78	-1.161,92	-153,17	Mittelabfluss aus der Investitionstätigkeit	-1.513,70	-425,06	-1.334,13
22,59	28,89	-50,00	Zugänge langfristige Finanzierungen	51,47	-	90,48
-10,46	-18,29	-140,36	Rückzahlung langfristige Finanzierungen	-28,75	-173,83	-352,03
-	-260,81	-	Rückkauf Wandelschuldverschreibung	-260,81	-	-
-	-18,32	-	Rückkauf eigener Aktien	-18,32	-	-
-61,86	842,06	-34,40	Erhöhung/Verminderung kurzfristige Finanzierungen	780,20	-27,84	29,59
-	-	9,06	Erhöhung/Verminderung im Konzern-Cash-Pooling	-	3,94	-
-2,10	-272,65	-131,45	Dividendenzahlungen	-274,75	-133,23	-133,97
0,04	0,01	0,40	Kapitalzuführung	0,05	0,40	0,42
-51,79	300,90	-346,76	Mittelzufluss/-abfluss aus der Finanzierungstätigkeit	249,10	-330,57	-365,51
52,77	-24,18	13,22	Währungsdifferenz auf liquide Mittel	28,59	82,69	76,37
154,81	-320,48	-126,68	Nettozunahme liquide Mittel	-165,67	312,03	484,73
1.951,26	2.106,07	1.905,25	Liquide Mittel Jahresbeginn	1.951,26	1.466,53	1.466,53
2.106,07	1.785,59	1.778,56	Liquide Mittel Jahresende	1.785,59	1.778,56	1.951,26

Der **Free Cashflow** (Cashflow aus der Betriebstätigkeit abzüglich Cashflow aus der Investitionstätigkeit vor Dividendenzahlung) erreichte im Q2/06 einen Mittelabfluss von EUR 597 Mio. Auf Grund der Dividendenzahlung des Konzerns im Q2/06 betrug der Free Cashflow nach Dividendenzahlung EUR 870 Mio.

Trotz der negativen Effekte aus der Auflösung von Personal- und Rekultivierungsrückstellungen sowie aus nicht zahlungswirksamen Beteiligungsergebnissen konnte die **Mittelherkunft** infolge eines höheren Periodenüberschusses gesteigert werden. Vorräte und Forderungen stiegen

moderat und führten zu einer Erhöhung des **Net working capital**. Der **Cashflow aus der Investitionstätigkeit** im Q2/06 spiegelt vor allem den Kaufpreis des 34%-Anteils an Petrol Ofisi von EUR 765 Mio wider (in Q1/06 wurde eine Anzahlung in Höhe von EUR 83 Mio geleistet). Trotz Dividendenzahlung und Rückkauf von Wandelanleihen wurde im Q2 ein positiver **Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit** erwirtschaftet, da zur Finanzierung der Petrol Ofisi Akquisition kurzfristige Verbindlichkeiten erhöht wurden.

Wirtschaftliches Umfeld: Ölpreise und Wechselkurse



Die **Weltrohölnachfrage** stieg in den ersten sechs Monaten 2006 geringfügig um 0,6 Mio bbl/d oder 0,7% auf 84,1 Mio bbl/d. Diese Steigerung war vor allem auf die Zunahme der Nachfrage aus Nicht-OECD-Ländern im Ausmaß von 1,0 Mio bbl/d zurückzuführen, dem eine Abnahme der OECD-Nachfrage von 0,4 Mio bbl/d gegenüberstand. Zur Steigerung trugen vor allem China und der Mittlere Osten bei. Während die OECD-Länder die **Rohölförderung** um 4% reduzierten, steigerte die OPEC den Output trotz eines Produktionsrückgangs in Nigeria, Venezuela und im Iran. Dies führte zu einem allgemeinen Anstieg der Weltrohölförderung von 0,9% oder 0,8 Mio bbl/d auf 85,1 Mio bbl/d.

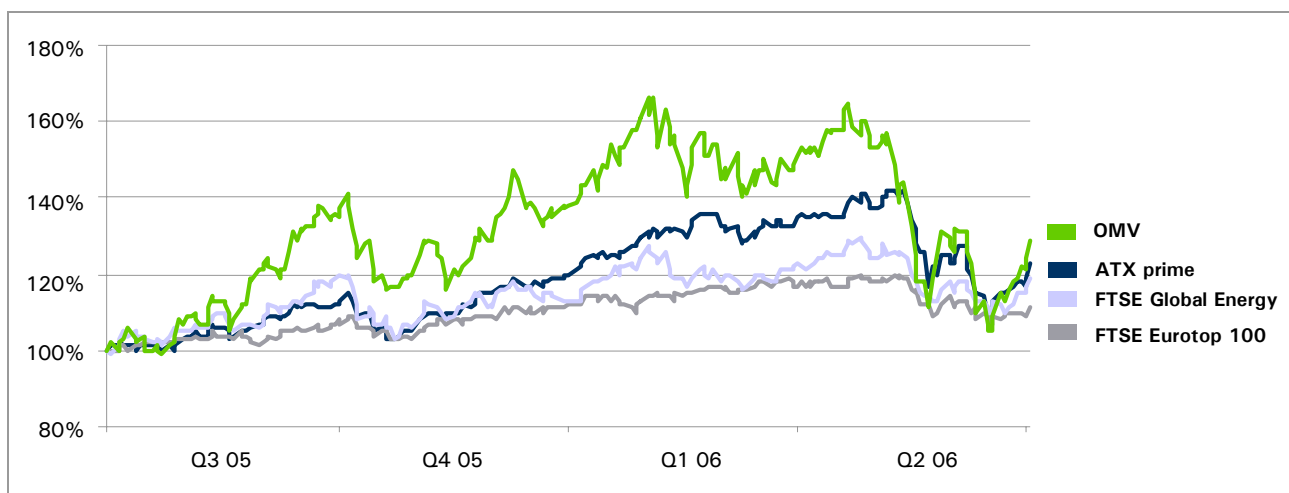
Der **Brent**-Rohölpreis setzte im zweiten Quartal den Anstieg fort. Bis Mitte April hatte Brent die Marke bei USD

70/bbl erreicht. Die neuen geopolitischen Umstände und Konflikte lösten Angst vor Angebotsengpässen aus, was die Preise Anfang Mai auf das Hoch bei USD 74,45/bbl ansteigen ließen. Der Rückgang auf rund USD 65,5/bbl Mitte Juni erwies sich als temporär. Am 30. Juni 2006 kostete ein Fass USD 73,3. Die Preise am Rotterdamer Produktenmarkt (auf Euro-Basis) für Mitteldestillate lagen zwischen 28% und 33% höher im Vergleich zu den ersten sechs Monaten 2005.

Im zweiten Quartal 2006 zeigte der durchschnittliche Kurs des **US Dollar (USD)** gegenüber dem Euro (EUR) keine nennenswerten Abweichungen zum Kurs im Q2/05. Der **Rumänische Lei (RON)** stieg gegenüber dem EUR um 3%. Der durchschnittliche Kurs lag im Q2/06 bei 3,517 für EUR 1.

Q1/06	Q2/06	Q2/05	Δ%		1-6/06	1-6/05	Δ%	2005
61,78	69,59	51,63	35	Durchschnittl. Brent-Preis in USD/bbl	65,60	49,54	32	54,38
58,26	64,84	48,49	34	Durchschnittl. Urals-Preis in USD/bbl	61,52	45,87	34	50,87
1,202	1,258	1,260	0	Durchschnittl. EUR/USD Kurs	1,230	1,285	-4	1,244
3,564	3,517	3,620	-3	Durchschnittl. EUR/RON Kurs	3,541	3,662	-3	3,621
2,964	2,796	2,873	-3	Durchschnittl. USD/RON Kurs	2,882	2,851	1	2,911

Börseblick: Entwicklung Jänner–Juni 2006



Im **zweiten Quartal** war die Stimmung an den internationalen Börsen betrübt, so dass alle wichtigen Indizes an Boden verloren (FTSE 100 -4%, FTSE Eurotop 100 -6%, Nikkei -9%). Der FTSE Global Energy Index (bestehend aus den Aktien der 30 größten Öl- und Gasunternehmen weltweit) verlor 3%. Allein der Dow Jones konnte sein Niveau halten. Die österreichischen Aktien konnten sich dem internationalen Trend nicht entziehen, wodurch der ATX um 10% zurückging. Die **OMV Aktien** verloren im Q2/06 rund 16% und reflektierten damit das schwache Marktumfeld sowie den geplanten Merger mit dem Verbund, der am 23. Mai abgesagt wurde.

An der Wiener Börse wurde im Q2/06 ein **Volumen an OMV Aktien** in Höhe von EUR 7.399 Mio gehandelt, ein Plus von 53% gegenüber dem Vorquartal. Dies entspricht 19% des gesamten Aktienumsatzes an der Wiener Börse. Im Vergleich zum Q2/05 legte der Umsatz in OMV Aktien um 248% zu. Der OTC (Over-the-counter) Umsatz im Q2/06 für OMV Aktien lag bei EUR 1.981 Mio, eine Zunahme von 89%, verglichen mit dem Q2/05. Das Umsatzvolumen für den gesamten Aktienmarkt der Wiener Börse betrug EUR 38.045 Mio im Q2/06 (Q2/05: EUR 18.914 Mio), was für ein nichtsdestotrotz positives Umfeld am österreichischen Finanzmarkt spricht.

ISIN: AT0000743059	Marktkapitalisierung per 30. Juni	EUR 13.883 Mio
Wiener Börse: OMV	Börseumsatz von Jänner – Juni	EUR 12.239 Mio
Reuters: OMV.VI	Schlusskurs per 30. Juni	EUR 46,55
Bloomberg: OMV AV	Höchstkurs am 30. Jänner	EUR 59,86
ADR Level I: OMVKY	Tiefstkurs am 14. Juni	EUR 37,74
	Ausstehende Aktien (per 30. Juni)	298.237.884
	Ausstehende Aktien (gewichtet) 2006	298.659.060
ISIN: AT0000341623	3,75% OMV Anleihe (2003-2010)	
ISIN: AT0000342647	1,5% OMV Wandelanleihe (2004-2008)	

Weitere Informationen

OMV

Ana-Barbara Kunčič, Investor Relations

Tel. + 43 (1) 40 440-21600; E-Mail: investor.relations@omv.com

Bettina Gneisz, Presseabteilung

Tel. + 43 (1) 40 440-21660; E-Mail: bettina.gneisz@omv.com

Thomas Huemer, Presseabteilung

Tel. + 43 (1) 40 440-21660; E-Mail: thomas.huemer@omv.com

Internet Homepage:

www.omv.com

OMV Aktionärsinformationen im Q2/06:

2006-06-13 OMV startet Explorationsaktivitäten in Block 2 im Jemen

2006-06-09 OMV Future Energy Fund

2006-06-06 OMV plant Rückerwerbsprogramm eigener Aktien

2006-05-24 Ergebnisse der OMV Hauptversammlung

2006-05-23 Gesetzliche Voraussetzungen für OMV und Verbund Merger nicht gegeben

2006-05-16 Ergebnisse für Q1 2006

2006-05-10 OMV und Verbund schaffen führendes Energieunternehmen in Mitteleuropa

2006-05-08 OMV und Verbund führen Gespräche zur Evaluierung einer Allianz im Energiebereich

2006-04-05 Ursache für Brand in Raffinerie am 28. März geklärt

Nähere Details dazu finden Sie unter www.omv.com > Investor Relations > Archiv > Aktionärsinformationen

Abkürzungen:

bbf: Fass (159 Liter); bcf: billion cubic feet; boe: Fass Öläquivalent; boe/d: Fass Öläquivalent pro Tag; m³/h/km: Kubikmeter pro Stunde mal Kilometer; E&P: Exploration and Produktion; EPS: (Earnings per share) Ergebnis pro Aktie; EUR: Euro; m: Meter; Mio: Million; R&M: Raffinerien und Marketing inklusive Petrochemie; t: Tonne; USD: US Dollar

Weitere Informationen nach IFRS

Umsatz

Q1/06	Q2/06	Q2/05	Δ%	in EUR Mio	1-6/06	1-6/05	Δ%	2005
879	1.044	783	33	Exploration und Produktion	1.923	1.533	25	3.444
3.893	4.403	3.661	20	Raffinerien und Marketing	8.296	6.532	27	15.081
446	322	175	84	Erdgas	769	378	103	803
-	-	87	n.a.	Chemie	-	204	n.a.	204
75	46	43	6	Konzernbereich und Sonstiges	121	103	17	201
5.294	5.815	4.748	22	Zwischensumme	11.109	8.750	27	19.732
-996	-1.169	-902	30	abzüglich Innenumsatz	-2.164	-1.747	24	-4.152
4.298	4.646	3.846	21	OMV Konzern	8.944	7.003	28	15.580

EBIT

Q1/06	Q2/06	Q2/05	Δ%	in EUR Mio	1-6/06	1-6/05	Δ%	2005
589	474	297	59	Exploration und Produktion	1.063	596	78	1.594
-37	130	226	-42	Raffinerien und Marketing	94	343	-73	411
33	28	11	149	Erdgas	61	31	97	68
-	-	-3	n.a.	Chemie	-	6	n.a.	6
-45	-11	-22	-52	Konzernbereich und Sonstiges	-56	-40	41	-121
541	621	510	22	EBIT	1.162	937	24	1.958
49	-41	-77	-46	Sondereffekte ¹⁾	8	-87	n.a.	-347
				davon:				
-	-	-17	n.a.	Personalbez. Einmalaufwendungen	-	-24	n.a.	-25
-	-4	-60	-93	Petrom Restrukturierungskosten	-4	-60	-93	-212
-	-32	-	n.a.	Außerplanmäßige Abschreibungen	-32	-	n.a.	-69
59	0	3	-87	Anlagenverkäufe	60	3	n.a.	3
-8	-	-	n.a.	Versicherung	-8	-	n.a.	-27
-3	-5	-2	150	Sonstiges	-7	-5	40	-16
491	662	586	13	EBIT vor Sondereffekten ¹⁾	1.153	1.023	13	2.305
530	507	338	50	Exploration und Produktion	1.036	642	61	1.718
-34	138	257	-46	Raffinerien und Marketing	104	378	-73	604
33	28	13	122	Erdgas	61	33	88	67
-	-	-3	n.a.	Chemie	-	6	n.a.	6
-37	-11	-19	-44	Konzernbereich und Sonstiges	-48	-35	37	-89

¹⁾ Außerordentliche Aufwendungen bzw. Erträge werden dem EBIT hinzugerechnet bzw. abgezogen.
Nähere Informationen entnehmen Sie bitte den einzelnen Bereichen.

Entwicklung des Konzerneigenkapitals in EUR 1.000

	Grundkapital	Kapital- rücklagen	Gewinn- rücklagen	Sonstige Rücklagen	Eigene Anteile	Gesellschafter OMV	Minderheiten- anteile	Gesamtkapital
1. Jänner 2006	300.001	993.299	3.941.566	671.196	-14.470	5.891.592	1.801.928	7.693.520
Unrealisierte Gewinne/Verluste (-) aus der Bewertung von Wertpapieren:								
Saldo Gewinn/Verlust (-) der Periode vor Ertragsteuern				4.489		4.489	-2.714	1.775
Ertragsteuern				-1.116		-1.116	435	-681
Realisierte, im JÜ ausgewiesene								
Gewinne (-)/Verluste vor Ertragsteuern				61		61	133	194
Ertragsteuern				-2		-2	-21	-23
aus der Bewertung von Finanzinstrumenten								
Saldo Gewinn/Verlust (-) der Periode vor Ertragsteuern				3.902		3.902	-1.379	2.523
Ertragsteuern				527		527	220	747
Realisierte, im JÜ ausgewiesene								
Gewinne (-)/Verluste vor Ertragsteuern				3.747		3.747	3.613	7.360
Ertragsteuern				-580		-580	-557	-1.137
Umbuchung auf Anschaffungskosten				706		706	678	1.384
Ertragsteuern				-113		-113	-108	-221
Währungsdifferenzen aus der Umrechnung ausländischer Geschäftsbetriebe				24.743		24.743	48.707	73.450
Direkt im Eigenkapital berücksichtigte								
Gewinne/Verluste (-), nach Ertragsteuern				36.364		36.364	49.007	85.371
Jahresüberschuss			719.000			719.000	184.776	903.776
Gesamtergebnis der Periode			719.000	36.364		755.364	233.783	989.147
Dividendenausschüttung			-268.813			-268.813	-108.119	-376.932
Rückkauf eigener Anteile					-18.316	-18.316		-18.316
Rückkauf Wandelanleihen		-76.433				-76.433		-76.433
Kapitalerhöhung	2	46			4	52		52
Erhöhung/Verminderung (-) Minderheitenanteile			-18.410			-18.410	17.052	-1.358
30. Juni 2006	300.003	916.912	4.373.343	707.560	-32.782	6.265.036	1.944.644	8.209.680