

THEO BERGERS

hat als Projektleiter ein Funküberwachungssystem für Gasförderplattformen mit aufgebaut.

* durch funkgestützte Steuerung und Kontrolle von Nordsee-Plattformen.



WERT FÜR DIE BASF

Wirtschaftliche Förderung von Erdgas



In einem der modernsten Kontrollzentren der Welt steuert die BASF-Tochter Wintershall Gasförderplattformen in der niederländischen Nordsee.

Erdgasförderung per Satellit

Die Zentrale für Remote Controlled Operations (RCO) in Den Helder/Niederlande trägt dazu bei, kleinere und mittelgroße Lagerstätten wirtschaftlich zu nutzen. Der RCO-Betrieb führt zu Einsparungen von jährlich 2,6 Millionen €, unter anderem beim Hubschraubereinsatz. Damit leistet das RCO-Team einen Beitrag zur wirtschaftlich effizienten Erschließung von Offshore-Lagerstätten und steigert gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit der BASF im Erdgasgeschäft. Das Projekt hat den Innovation Award 2008 der BASF gewonnen.

WERT FÜR DIE GESELLSCHAFT

Ressourcen schonen



Die F16 ist eine von 18 Offshore-Plattformen, die Wintershall per Funküberwachung kontrolliert.

Versorgungssicherheit durch RCO

Das Funküberwachungssystem RCO unterstützt unsere Gas für-Europa-Strategie, mit der wir dem steigenden Erdgasbedarf Europas begegnen. Unsere Strategie leistet einen Beitrag dazu, dass uns die Energie nicht ausgeht. Erdgas ist der fossile Energieträger mit dem niedrigsten spezifischen CO₂-Ausstoß.

05

ERGÄNZENDE ANGABEN ZUM ÖL- UND-GAS-GESCHÄFT

Ergänzende Angaben zum
Öl-und-Gas-Geschäft _____ 222

ERGÄNZENDE ANGABEN ZUM ÖL-UND-GAS-GESCHÄFT

(ungeprüft)

Im Folgenden werden zusätzliche Erläuterungen zu dem Geschäftsfeld Exploration und Produktion des Segments Öl und Gas gegeben. Da IFRS keine spezifischen Vorschriften für derartige Angaben enthält, wurden die Vorschriften des US-GAAP-Standards SFAS 69 (Disclosure of Oil and Gas Producing Activities) herangezogen. Gegenüber der Darstellung von SFAS 69 wurden Modifikationen vorgenommen, um eine wirtschaftlich aussagefähige Berichterstattung über die Kooperation mit Gazprom bei dem Projekt Juschno Russkoje in Russland zu ermöglichen. BASF ist über die Severneftegazprom (SNG) als Inhaberin der Produktionslizenz mit insgesamt 35 % am wirtschaftlichen Erfolg dieses Feldes beteiligt. SNG wird nach der Equity-Methode einbezogen. Die Projektabwicklung erfolgt über eine eigenständige Gesellschaft, die vollkonsolidiert wird.

In den nachfolgenden Übersichten wird der Anteil an dem Projekt Juschno Russkoje unter Russland/Kaspischer Raum ausgewiesen. Zusätzlich werden die auf die nach der Equity-Methode einbezogene SNG entfallenden Werte separat ausgewiesen.

Alle vollkonsolidierten Gesellschaften werden mit 100 % ihrer Werte einbezogen. Sofern andere Gesellschafter an diesen Gesellschaften beteiligt sind, wird der auf sie entfallende Anteil separat offengelegt. Dies betrifft die im Rahmen des Vermögenstauschs mit Gazprom abgegebenen Anteile an einer Wintershall-Gesellschaft mit Produktions- und Explorationsrechten an den libyschen Onshore-Konzessionen 96 und 97. Auf Grund vertraglicher Regelungen sind in den nachfolgenden Angaben keine Mengen oder Werte aus dem Achimgaz-Projekt enthalten.

In den aufgeführten Regionen sind folgende Länder mit operativen Aktivitäten enthalten:

- **Russland/Kaspischer Raum:**
Russland, Turkmenistan
- **Übriges Europa:**
Dänemark, Großbritannien, Niederlande, Norwegen, Rumänien
- **Nordafrika/Naher Osten:**
Dubai (bis 2007), Katar, Libyen, Mauretanien, Oman (seit 2008)
- **Südamerika:**
Argentinien, Chile (seit 2008)

Statistische Informationen über Konzessionsflächen oder Anzahl der Bohrungen werden auf Grund der geringen wirtschaftlichen Aussagekraft nicht berichtet.

Erdöl- und Erdgasreserven

Bei den sicheren Erdöl- und Erdgasreserven handelt es sich um die Mengen an Erdöl, Erdgas und Kondensat, die unter Berücksichtigung der am Bilanzstichtag bestehenden geologischen, technischen und wirtschaftlichen Bedingungen zukünftig gefördert werden können. Dementsprechend können die auf dieser Grundlage vorgenommenen Reservenschätzungen erheblich von den Mengen abweichen, die letztlich gefördert werden. Zur Reduzierung der Unsicherheiten arbeitet Wintershall seit einigen Jahren mit unabhängigen international anerkannten Reservengutachtern zusammen, die die Mengen ihrer wichtigsten Erdöl- und Erdgasfelder wiederkehrend überprüfen.

Die nachstehend aufgeführten Tabellen zeigen sowohl die geschätzten sicheren beziehungsweise entwickelten sicheren Reserven zum 31. Dezember 2007 und 2008 als auch Veränderungen, die auf Produktion oder andere Faktoren zurückzuführen sind.

2008

	Deutschland	Übriges Europa	Russland/ Kaspischer Raum	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Entwickelte und noch nicht entwickelte sichere Ölreserven am 1.1. in Millionen Barrel (MMbbl)	63	1	11	270	45	390
Revisionen und Sonstiges	–	–	2	60	–1	61
Erweiterungen und Neufunde	–	–	–	–	–	–
Kauf/Verkauf von Reserven	–	12	–	–	–	12
Produktion	8	1	1	44	5	59
Sichere Reserven zum 31.12.	55	12	12	286	39	404
Anteile Dritter	–	–	–	133	–	133
Sichere Reserven nach Anteilen Dritter	55	12	12	153	39	271
Davon bei at Equity einbezogenen Gesellschaften	–	–	12	–	–	12
Sichere Reserven nach Anteilen Dritter und At-Equity-Beteiligungen	55	12	–	153	39	259
Anteile Dritter an der Produktion	–	–	–	21	–	21
Entwickelte sichere Reserven zum 31.12.	40	7	12	282	32	373

2008

	Deutschland	Übriges Europa	Russland/ Kaspischer Raum	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Entwickelte und noch nicht entwickelte sichere Gasreserven am 1.1. in Billion Standard Cubic Feet (BSCF) ¹	365	170	3.239	194	1.337	5.305
Revisionen und Sonstiges	–11	16	375	25	63	468
Erweiterungen und Neufunde	–	24	–	–	–	24
Kauf/Verkauf von Reserven	–	–4	–	–	–	–4
Produktion	41	62	182	27	119	431
Sichere Reserven zum 31.12.	313	144	3.432	192	1.281	5.362
Anteile Dritter	–	–	–	94	–	94
Sichere Reserven nach Anteilen Dritter	313	144	3.432	98	1.281	5.268
Davon bei at Equity einbezogenen Gesellschaften	–	–	3.432	–	–	3.432
Sichere Reserven nach Anteilen Dritter und At-Equity-Beteiligungen	313	144	–	98	1.281	1.836
Anteile Dritter an der Produktion	–	–	–	13	–	13
Entwickelte sichere Reserven zum 31.12.	308	126	2.512	190	1.007	4.143

¹ Die Erdgasmengen können mit dem Faktor 6 BSCF pro MMBOE (Million Barrel Oil Equivalent) umgerechnet werden.

2007

	Deutschland	Übriges Europa	Russland/ Kaspischer Raum	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Entwickelte und noch nicht entwickelte sichere Erdölreserven am 1.1. in Millionen Barrel (MMbbl)	68	2	12	306	54	442
Revisionen und Sonstiges	4	–	1	8	–4	9
Erweiterungen und Neufunde	–	–	–	3	–	3
Kauf/Verkauf von Reserven	–	–	–	–	–	–
Produktion	9	1	2	47	5	64
Sichere Reserven zum 31.12.	63	1	11	270	45	390
Anteile Dritter	–	–	–	126	–	126
Sichere Reserven nach Anteilen Dritter	63	1	11	144	45	264
Davon bei at Equity einbezogenen Gesellschaften	–	–	11	–	–	11
Sichere Reserven nach Anteilen Dritter und At-Equity-Beteiligungen	63	1	–	144	45	253
Anteile Dritter an der Produktion	–	–	–	2	–	2
Entwickelte sichere Reserven zum 31.12.	44	1	11	265	37	358

2007

	Deutschland	Übriges Europa	Russland/ Kaspischer Raum	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Entwickelte und noch nicht entwickelte sichere Erdgasreserven am 1.1. in Billion Standard Cubic Feet (BSCF) ¹	376	214	–	232	1.408	2.230
Revisionen und Sonstiges	34	32	–	–14	55	107
Erweiterungen und Neufunde	–	2	–	4	–	6
Kauf/Verkauf von Reserven	–	–1	3.254	–	–	3.253
Produktion	45	77	15	28	126	291
Sichere Reserven zum 31.12.	365	170	3.239	194	1.337	5.305
Anteile Dritter	–	–	–	95	–	95
Sichere Reserven nach Anteilen Dritter	365	170	3.239	99	1.337	5.210
Davon bei at Equity einbezogenen Gesellschaften	–	–	3.239	–	–	3.239
Sichere Reserven nach Anteilen Dritter und At-Equity-Beteiligungen	365	170	–	99	1.337	1.971
Anteile Dritter an der Produktion	–	–	–	1	–	1
Entwickelte sichere Reserven zum 31.12.	332	170	1.275	190	956	2.923

¹ Die Erdgasmengen können mit dem Faktor 6 BSCF pro MMBOE (Million Barrel Oil Equivalent) umgerechnet werden.

Operatives Ergebnis der Öl- und Gasproduktion

Das operative Ergebnis beinhaltet nur diejenigen Erträge und Aufwendungen, die im direkten Zusammenhang mit der Öl- und Gasproduktion stehen. Darin sind weder Finanzierungskosten (u. a. Zinsaufwendungen) noch übergeordnete Verwaltungskosten berücksichtigt, so dass keine

Übereinstimmung mit den Beiträgen zum Segment Oil & Gas gegeben ist. Die Umsatzabweichung gegenüber der Segmentberichterstattung resultiert aus hier nicht aufzuführenden Handelswaren- und Dienstleistungsgeschäften. Die Ertragsteuern wurden unter Berücksichtigung des jeweils aktuell geltenden lokalen Steuersatzes berechnet.

2008 (Millionen €)

	Deutschland	Übriges Europa	Russland/ Kaspischer Raum	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Erlöse Erdöl (inkl. Kondensat und LPG)	460	39	62	2.753	145	3.459
Erlöse Erdgas	300	452	456	8	147	1.363
Lokale Abgaben (Förderung, Export etc.)	129	5	53	136	80	403
Nettoerlöse abzgl. Abgaben	631	486	465	2.625	212	4.419
Produktionskosten	97	82	25	158	63	425
Explorationsaufwand	12	134	27	44	12	229
Abschreibungen und außerplanmäßige Wertberichtigungen	59	111	55	57	37	319
Sonstiges	-4	9	20	19	4	48
Ergebnis vor Steuern	467	150	338	2.347	96	3.398
Einkommensteuer	136	51	92	2.203	23	2.505
Operatives Ergebnis nach Steuern	331	99	246	144	73	893
Anteile Dritter	-	-	-	87	-	87
Operatives Ergebnis nach Steuern und Anteilen Dritter	331	99	246	57	73	806
At-Equity-Ergebnis	-	-	78	-	-	78
Ergebnis nach Steuern, Anteilen Dritter und At-Equity-Ergebnissen	331	99	168	57	73	728

2007 (Millionen €)

	Deutschland	Übriges Europa	Russland/ Kaspischer Raum	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Erlöse Erdöl (inkl. Kondensat und LPG)	400	28	60	2.365	142	2.995
Erlöse Erdgas	265	419	26	9	128	847
Lokale Abgaben (Förderung, Export etc.)	102	6	27	152	54	341
Nettoerlöse abzgl. Abgaben	563	441	59	2.222	216	3.501
Produktionskosten	94	88	15	171	65	433
Explorationsaufwand	13	150	42	62	9	276
Abschreibungen und außerplanmäßige Wertberichtigungen	67	126	5	56	39	293
Sonstiges	23	-1	2	-6	-33	-15
Ergebnis vor Steuern	366	78	-5	1.939	136	2.514
Einkommensteuer	131	15	-3	1.759	31	1.933
Operatives Ergebnis nach Steuern	235	63	-2	180	105	581
Anteile Dritter	-	-	-	6	-	6
Operatives Ergebnis nach Steuern und Anteilen Dritter	235	63	-2	174	105	575
At-Equity-Ergebnis	-	-	12	-	-	12
Ergebnis nach Steuern, Anteilen Dritter und At-Equity-Ergebnissen	235	63	-14	174	105	563

Ausgaben der Periode für Akquisition, Exploration und Entwicklung von Öl- und Gasvorkommen

Die Ausgaben der Periode umfassen alle Beträge, die im Zusammenhang mit der Akquisition, Exploration oder Entwicklung von Öl- und Gasvorkommen angefallen sind, unabhängig davon, ob eine Aktivierung oder eine Verrechnung im Aufwand erfolgte.

2008 (Millionen €)

	Deutschland	Übriges Europa	Russland/ Kaspischer Raum	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Akquisitionen	–	559	–	–	–	559
Exploration	15	113	24	75	12	239
Investitionen	75	33	50	89	40	287
Gesamtausgaben	90	705	74	164	52	1.085

2007 (Millionen €)

	Deutschland	Übriges Europa	Russland/ Kaspischer Raum	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Akquisitionen	–	–	1.448	–	–	1.448
Exploration	17	115	22	70	6	230
Investitionen	57	57	532 ¹	73	41	760
Gesamtausgaben	74	172	2.002	143	47	2.438

¹ Beinhaltet den BASF-Anteil an der Finanzierung der Investitionen der SNG

Aktiviert Kosten im Zusammenhang mit der Öl- und Gasproduktion

Die aktivierten Kosten umfassen die gesamten Anschaffungskosten für nachgewiesene und nicht nachgewiesene Öl- und Gasvorkommen mit den zugehörigen kumulierten Abschreibungen.

2008 (Millionen €)

	Deutschland	Übriges Europa	Russland/ Kaspischer Raum	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Nachgewiesene Öl- und Gasvorkommen	575	689	2.082	1.247	891	5.484
Nicht nachgewiesene Öl- und Gasvorkommen	19	748	7	5	–	779
Ausrüstung und Sonstiges	602	559	4	39	–	1.204
Bruttovermögen	1.196	1.996	2.093	1.291	891	7.467
Kumulierte Abschreibungen	865	1.087	64	795	573	3.384
Nettovermögen	331	909	2.029	496	318	4.083

2007 (Millionen €)

	Deutschland	Übriges Europa	Russland/ Kaspischer Raum	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Nachgewiesene Öl- und Gasvorkommen	534	430	1.993	1.120	849	4.926
Nicht nachgewiesene Öl- und Gasvorkommen	10	288	5	3	–	306
Ausrüstung und Sonstiges	582	547	11	49	–	1.189
Bruttovermögen	1.126	1.265	2.009	1.172	849	6.421
Kumulierte Abschreibungen	817	928	74	744	534	3.097
Nettovermögen	309	337	1.935	428	315	3.324

Aktiviert Explorationsbohrungen: Kosten für suspendierte Bohrungen

Die Kosten für Explorationsbohrungen werden zunächst bis zum Abschluss der Bohrarbeiten aktiviert. Wird ein Kohlenwasserstoff-Vorkommen entdeckt, das wahrscheinlich wirtschaftlich entwickelt werden kann, so bleiben die Kosten vorbehaltlich weiterer Erkundungsmaßnahmen, die Aufschlussbohrungen umfassen können, als Anlagen im Bau aktiviert. Diese aktivierten Kosten werden mindestens einmal jährlich technischen und wirtschaftlichen Bewertungen durch das Management unterzogen, um die weiterhin vorhandene Absicht einer Entwicklung oder sonstigen Nutzung des Fundes zu überprüfen. Ist diese nicht länger gegeben, werden die Beträge wertberichtigt. Werden sichere Erdöl- oder Erdgasreserven gefunden und deren Entwicklung genehmigt, dann werden die entsprechenden Aufwendungen innerhalb des Anlagevermögens auf Sachanlagen umgebucht. Nichtfündige Explorationsbohrungen werden im Explorationsaufwand wertberichtigt.

Die nachstehende Tabelle stellt die Veränderungen bei den aktivierten Explorationsbohrungen der Gesellschaft dar.

Aktiviert Explorationsbohrungen (Millionen €) ¹

	2008	2007
Stand 1.1.	75,3	86,3
Zugänge Explorationsbohrungen des Jahres	118,4	71,6
Wertberichtigung von aktivierten Explorationsbohrungen	-60,1	-51,0
Umbuchung fündig deklarerter Explorationsbohrungen	-42,5	-31,6
Stand 31.12.	91,1	75,3

¹ Nur vollkonsolidierte Unternehmen

Die nachstehende Tabelle gibt einen Überblick über die Aktivierungsdauer (in Millionen €) und nennt in der letzten Zeile die Anzahl suspendierter Explorationsbohrungen.

Aktiviert Explorationsbohrungen (Millionen €) ¹

	2008	2007
Bohrungen, die noch nicht fertiggestellt sind	25,8	13,8
Bohrungen, die kürzer als 1 Jahr aktiviert sind	30,6	36,8
Bohrungen, die länger als 1 Jahr aktiviert sind	34,7	24,8
Summe	91,1	75,3
Anzahl der Bohrungen	13	15

¹ Nur vollkonsolidierte Unternehmen

Standardisierte Berechnung des diskontierten zukünftigen Netto-Cashflows der sicheren Öl- und Gasreserven

Die folgenden Informationen wurden entsprechend den Regelungen des US-GAAP-Standards SFAS 69 ermittelt. Hiernach ist eine standardisierte Berechnung der diskontierten zukünftigen Netto-Cashflows auf Basis derjenigen Erlöse, Kosten und Ertragsteuersätze vorzunehmen, die am Jahresende Gültigkeit hatten. Die so ermittelten Werte sind mit einem jährlichen Diskontierungszinssatz von 10% abzuzinsen. Da die verwendeten Preise und Kosten immer auf dem 31. Dezember basieren, kann diese standardisierte Berechnung von Jahr zu Jahr deutliche Unterschiede aufweisen.

Die ermittelten Vorhersagewerte sollten nicht als realistische Schätzung zukünftiger Cashflows ausgelegt werden. Ebenso kann nicht davon ausgegangen werden, dass der Gesamtwert dem aktuellen Unternehmenswert entspricht.

Die erwarteten sicheren Reserven könnten in der Zukunft erheblich von den heutigen Schätzungen abweichen. Bei der Entwicklung und Produktion der Reserven könnten zeitliche Veränderungen eintreten, und die tatsächlich realisierten Preise und Kosten könnten erheblich abweichen.

Sowohl die operativen Entscheidungen als auch die Durchführung von Investitionsprojekten der Gesellschaft beruhen nicht auf den nachstehend aufgeführten Angaben, sondern auf einer größeren Bandbreite an Reserveschätzungen sowie auf abweichenden Preis- und Kostenannahmen.

Die „standardisierte Netto-Cashflow-Berechnung“ kann neben den oben genannten Aspekten auch nicht direkt mit den übrigen Vermögensdarstellungen verglichen werden, die an anderer Stelle im Konzernabschluss aufgeführt sind, da jeder derartige Vergleich eine Überleitungsrechnung erfordern würde.

2008 (Millionen €)

	Deutschland	Übriges Europa	Russland/ Kaspischer Raum	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Zukünftige Umsätze	2.919	1.480	8.594	6.394	2.539	21.926
Zukünftige Produktions-/Entwicklungskosten	1.649	762	862	2.441	1.254	6.968
Zukünftige Ertragsteuern	273	379	1.489	3.161	166	5.468
Zukünftige undiskontierte Netto-Cashflows	997	339	6.243	792	1.119	9.490
10 % Diskontierungszinssatz	371	22	2.449	290	505	3.637
Standardisierte Berechnung des diskontierten zukünftigen Netto-Cashflows	626	317	3.794	502	614	5.853
Anteile Dritter	-	-	-	193	-	193
Standardisierte Berechnung des diskontierten zukünftigen Netto-Cashflows nach Anteilen Dritter	626	317	3.794	309	614	5.660
At-Equity-Beteiligungen	-	-	652	-	-	652
Gesamt nach Anteilen Dritter und At-Equity-Beteiligungen	626	317	3.142	309	614	5.008

2007 (Millionen €)

	Deutschland	Übriges Europa	Russland/ Kaspischer Raum	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Zukünftige Umsätze	4.776	1.062	8.120	16.547	2.629	33.134
Zukünftige Produktions-/Entwicklungskosten	1.577	496	913	2.204	936	6.126
Zukünftige Ertragsteuern	850	263	1.644	12.445	222	15.424
Zukünftige undiskontierte Netto-Cashflows	2.349	303	5.563	1.898	1.471	11.584
10 % Diskontierungszinssatz	960	8	2.248	663	655	4.534
Standardisierte Berechnung des diskontierten zukünftigen Netto-Cashflows	1.389	295	3.315	1.235	816	7.050
Anteile Dritter	-	-	-	410	-	410
Standardisierte Berechnung des diskontierten zukünftigen Netto-Cashflows nach Anteilen Dritter	1.389	295	3.315	825	816	6.640
At-Equity-Beteiligungen	-	-	531	-	-	531
Gesamt nach Anteilen Dritter und At-Equity-Beteiligungen	1.389	295	2.784	825	816	6.109

Veränderung der standardisierten Berechnung des diskontierten zukünftigen Netto-Cashflows 2008 (Millionen €)

	Deutschland	Übriges Europa	Russland/ Kaspischer Raum	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Stand am 1.1.	1.389	295	3.315	1.235	816	7.050
Verkauf von gefördertem Öl und Gas abzgl. Produktionskosten in der lfd. Periode	-534	-404	-440	-2.467	-149	-3.994
Nettoveränderungen von stichtagsbezogenen Verkaufserlösen und Produktionskosten	-746	268	162	-5.669	-306	-6.291
Nettoveränderungen aus Neufunden, Erweiterungen und verbesserten Fördertechniken abzgl. dazugehöriger Kosten	-	105	-	-	-	105
Revision früherer Reservenschätzungen	50	91	98	625	131	995
Investitionen der lfd. Periode	75	23	170	80	32	380
Veränderungen der erwarteten Investitionen zukünftiger Perioden	-96	-7	-3	-254	-63	-423
Kauf/Verkauf von Reserven	-	6	-	-	-	6
Nettoveränderungen Ertragsteuern	320	-86	76	6.118	64	6.492
Diskontierung	170	26	416	832	91	1.535
Sonstiges	-2	-	-	2	-2	-2
Stand am 31.12.	626	317	3.794	502	614	5.853
Anteile Dritter	-	-	-	193	-	193
Standardisierte Berechnung des diskontierten zukünftigen Netto-Cashflows ohne Anteile Dritter	626	317	3.794	309	614	5.660
At-Equity-Beteiligungen	-	-	652	-	-	652
Gesamt ohne Anteile Dritter und At-Equity-Beteiligungen	626	317	3.142	309	614	5.008

Veränderung der standardisierten Berechnung des diskontierten zukünftigen Netto-Cashflows 2007 (Millionen €)

	Deutschland	Übriges Europa	Russland/ Kaspischer Raum	Nordafrika/ Nahe Osten	Südamerika	Gesamt Gruppe
Stand am 1.1.	1.011	400	59	866	697	3.033
Verkauf von gefördertem Öl und Gas abzgl. Produktionskosten in der lfd. Periode	-470	-354	-44	-2.050	-151	-3.069
Nettoveränderungen von stichtagsbezogenen Verkaufserlösen und Produktionskosten	547	-39	95	3.890	122	4.615
Nettoveränderungen aus Neufunden, Erweiterungen und verbesserten Fördertechniken abzgl. dazugehöriger Kosten	-	10	-	94	-	104
Revision früherer Reservenschätzungen	113	145	18	172	-3	445
Investitionen der lfd. Periode	47	21	-	68	40	176
Veränderungen der erwarteten Investitionen zukünftiger Perioden	-21	-3	-2	-39	22	-43
Kauf/Verkauf von Reserven	-	-	3.196	-	-	3.196
Nettoveränderungen Ertragsteuern	27	54	-20	-2.375	7	-2.307
Diskontierung	136	79	8	591	80	894
Sonstiges	-1	-18	5	18	2	6
Stand am 31.12.	1.389	295	3.315	1.235	816	7.050
Anteile Dritter	-	-	-	410	-	410
Standardisierte Berechnung des diskontierten zukünftigen Netto-Cashflows ohne Anteile Dritter	1.389	295	3.315	825	816	6.640
At-Equity-Beteiligungen	-	-	531	-	-	531
Gesamt ohne Anteile Dritter und At-Equity-Beteiligungen	1.389	295	2.784	825	816	6.109