



**Petroplus** Geschäftsbericht 2009



# Finanzielle Kennzahlen

		2009	2008 <sup>1) 2)</sup>	2007 <sup>1) 2)</sup>	2006 <sup>1) 2)</sup>
<b>Ausgewählte Kennzahlen</b>					
Umsatzerlöse	in Millionen USD	14'797,8	24'302,0	10'581,0	3'797,5
Bruttomarge	in Millionen USD	1'205,4	948,6	913,0	405,7
(Nettoverlust)/Nettogewinn aus fortzuführenden Geschäftsbereichen	in Millionen USD	(108,8)	(333,0)	206,2	104,6
(Nettoverlust)/Nettogewinn	in Millionen USD	(249,9)	(516,6)	303,3	443,6
Ergebnis je Aktie vor Verwässerung <sup>4)</sup>	in USD	(3.20)	(6.94)	4.22	10.06
Ergebnis je Aktie nach Verwässerung <sup>4)</sup>	in USD	(3.20)	(6.94)	4.09	9.71
Mitarbeitende <sup>5)</sup>	Anzahl	2'845	2'882	1'827	925
Total Durchsatz <sup>6)</sup>	in Tausend bpd <sup>7)</sup>	543,5	643,0	384,8	201,0
Total Produktion <sup>6)</sup>	in Tausend bpd <sup>7)</sup>	553,9	654,1	391,0	202,1
Pro Barrel des Durchsatzes					
R&M-Bruttomarge pro bbl <sup>8) 9)</sup>	in USD	5.72	4.07	7.50	3.70
Betriebsaufwand gesamtes Unternehmen <sup>9)</sup>	in USD	3.64	3.44	3.04	1.84

## Ausgewählte Bilanzdaten

Flüssige Mittel	in Millionen USD	11,2	209,8	62,5	91,6
Liquiditätskoeffizient <sup>10)</sup>		1.2	1.1	1.3	1.6
Betriebskapital <sup>11)</sup>	in Millionen USD	397,8	341,1	832,2	648,6
Total Aktiven	in Millionen USD	6'678,3	6'914,9	7'466,8	3'014,8
Total Finanzschulden	in Millionen USD	1'833,4	1'881,9	1'333,1	–
Total Eigenkapital	in Millionen USD	1'988,0	1'987,6	2'501,5	1'555,1

## Ausgewählte Aktienangaben <sup>12)</sup>

(ISIN: CH0027752242; Symbol: PPHN)					
Ausgegebene Aktien per 31. Dezember	Anzahl	86'325'289	69'060'231	68'641'599	61'036'600
Nennwert	in CHF	7.58	8.18	9.18	9.18
Aktienkurs: Höchst	in CHF	28.24	84.15	133.00	79.90
Tiefst	in CHF	13.78	18.05	70.00	66.90
Aktienkurs per 31. Dezember	in CHF	19.03	20.96	87.70	74.00
Marktkapitalisierung per 31. Dezember	in Millionen CHF	1'643	1'448	6'020	4'517

<sup>1)</sup> Umfasst die Raffinerien Petit Couronne und Reichstett (erworben am 31. März 2008), die Coryton-Raffinerie (erworben am 31. Mai 2007), die Ingolstadt-Raffinerie (erworben am 31. März 2007), die BRC-Raffinerie (erworben am 31. Mai 2006) und die Cressier-Raffinerie.

<sup>2)</sup> Die finanziellen Kennzahlen 2008, 2007 und 2006 wurden rückwirkend so dargestellt, dass sie die Auswirkungen der aufgegebenen Geschäftsbereiche der Anlage in Teesside und der Verarbeitungsanlage Antwerpen widerspiegeln.

<sup>3)</sup> Die Finanzzahlen für 2008 wurden nach IFRS 2 (überarbeitet) *Aktienbasierte Vergütungen – Ausübungsbedingungen und Annullierungen* um USD 21,5 Millionen angepasst. Weitere Angaben finden sich in Anhang 2 «Rechnungslegungsgrundsätze» der Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG.

<sup>4)</sup> Im Zusammenhang mit dem Bezugsrechtsangebot wurden die Ergebnisse je Aktie rückwirkend angepasst, um der den Aktionären im September 2009 gewährten Bezugsrechtsemission gerecht zu werden. Da die Bezugsrechtsemission mit einem Abschlag (CHF 16.90) gegenüber dem Marktwert (CHF 27.50) angeboten wurde, erfolgte in Übereinstimmung mit IAS 33 *Ergebnis je Aktie* eine Anpassung der gewichteten durchschnittlichen Anzahl der ausstehenden Aktien. Die Anpassung führte zu einem Anstieg des gewichteten Durchschnitts ausstehender Aktien (unverwässert und verwässert) von rund 8%.

<sup>5)</sup> Beinhaltet Mitarbeiter der Verarbeitungsanlage Antwerpen, welche während des angegebenen Zeitraumes noch nicht veräussert war.

<sup>6)</sup> Enthält den Durchsatz und die Produktion der Teesside-Raffinerie bis zum 1. Quartal 2009.

<sup>7)</sup> Barrel pro Tag («bpd»).

<sup>8)</sup> Bruttomarge aus Raffinerie- und Vertriebsaktivitäten (R&M).

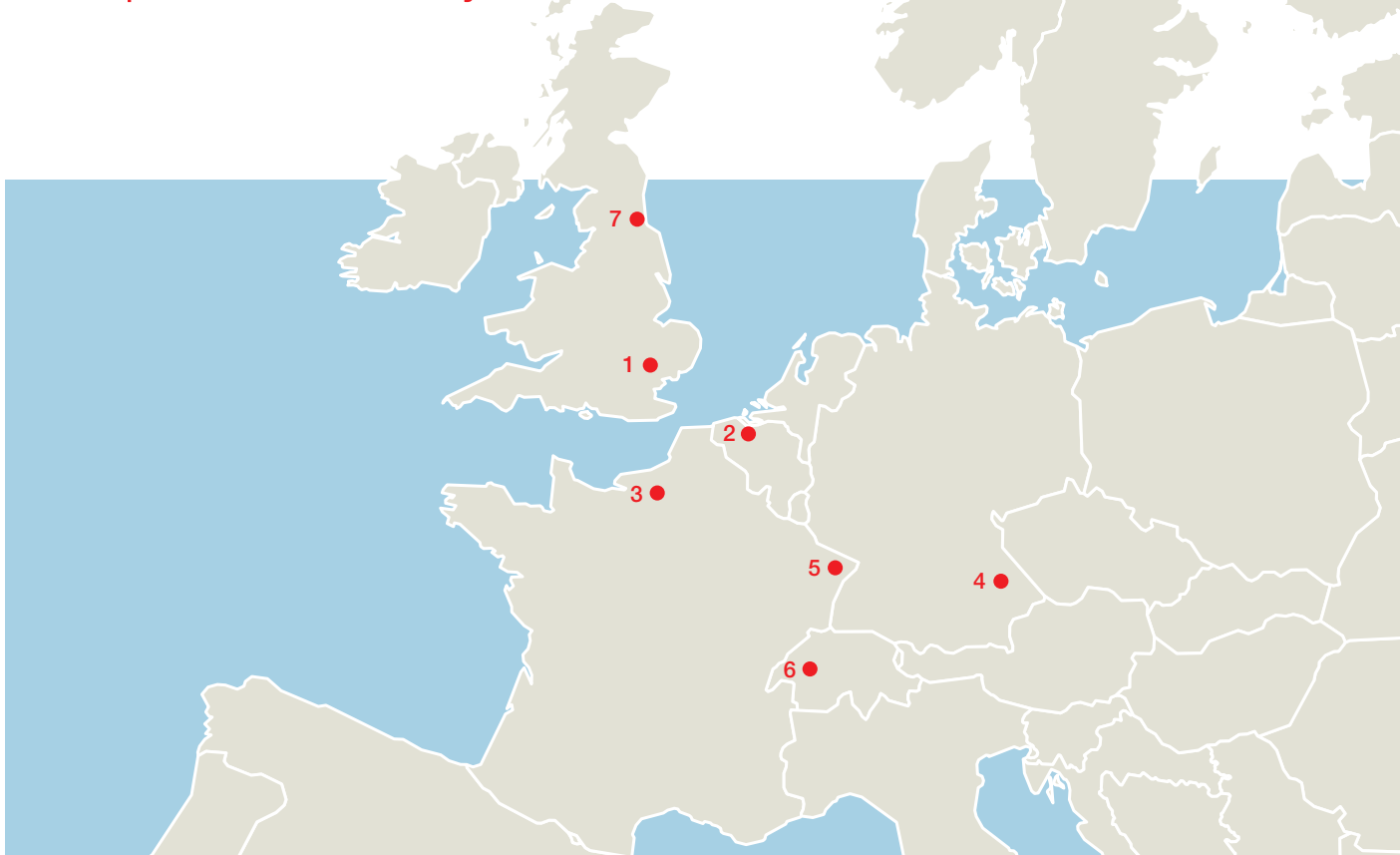
<sup>9)</sup> Umfasst die Teesside-Raffinerie während des 1. Quartals 2009.

<sup>10)</sup> Umlaufvermögen dividiert durch kurzfristige Verbindlichkeiten.

<sup>11)</sup> Umlaufvermögen abzüglich kurzfristige Verbindlichkeiten (ohne der zum Verkauf gehaltenen Nettoaktiven/-passiven in der Höhe von USD 57,6 Millionen bzw. USD 41,8 Millionen im Jahr 2009 bzw. 2006).

<sup>12)</sup> Am 30. November 2006 wurden die Aktien der Petroplus Holdings AG zum ersten Mal an der SIX Swiss Exchange gehandelt.

## Petroplus: «Pure-Play»-Raffineriebetreiber



Wir konzentrieren uns auf das Raffinieren und besitzen und betreiben gegenwärtig sechs Raffinerien in ganz Europa: Die Coryton-Raffinerie am Themseufer in Grossbritannien, die BRC-Raffinerie im belgischen Antwerpen (Belgium Refining Corporation Refinery), die beiden französischen Raffinerien Petit Couronne in Petit Couronne und Reichstett in der Nähe von Strassburg, die Ingolstadt-Raffinerie in Ingolstadt, Deutschland, und die Cressier-Raffinerie im Kanton Neuenburg in der Schweiz. Die sechs Raffinerien verfügen zusammen über eine Verarbeitungskapazität von rund 752'000 Barrel pro Tag («bpd»). Die Gesellschaft ist auch Eigentümerin der Anlage Teesside in Teesside, England.

### 1 Coryton

Kapazität:	220'000 bpd <sup>1)</sup>
Inbetriebnahme:	1953
Erworben:	2007

<sup>1)</sup> Gesamtverarbeitungskapazität für Rohöl und andere Rohstoffe.

### 3 Petit Couronne

Kapazität:	161'800 bpd
Inbetriebnahme:	1929
Erworben:	2008

### 5 Reichstett

Kapazität:	84'800 bpd
Inbetriebnahme:	1963
Erworben:	2008

### 2 BRC

Kapazität:	107'500 bpd
Inbetriebnahme:	1968
Erworben:	2006

### 4 Ingolstadt

Kapazität:	110'000 bpd
Inbetriebnahme:	1963
Erworben:	2007

### 6 Cressier

Kapazität:	68'000 bpd
Inbetriebnahme:	1966
Erworben:	2000

### 7 Teesside

Am 5. November 2009 gab die Gesellschaft ihre Absicht bekannt, die Geschäftstätigkeit in der Raffinerie Teesside einzustellen und den Betriebsstandort als Vertriebs- und Lagerstätte zu betreiben. Weitere Einzelheiten entnehmen Sie bitte dem Abschnitt «Geschäfts- und Finanzbericht» in diesem Geschäftsbericht.





## Inhalt

- 6 | Brief an die Aktionärinnen und Aktionäre
- 8 | Überblick
  - 8 | Petroplus auf einen Blick
  - 12 | Grundzüge der Erdölraffination
  - 14 | Petroplus Raffinerien
- 29 | Geschäfts- und Finanzbericht
  - 29 | Erörterung und Analyse des Geschäftsganges
  - 50 | Ausblick
- 63 | Unternehmerische Verantwortung
- 69 | Corporate Governance
- 89 | Finanzberichterstattung
  - 89 | Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG
  - 161 | Statutarische Jahresrechnungen der Petroplus Holdings AG

### Zukunftsgerichtete Aussagen

Dieser Bericht enthält zukunftsgerichtete Aussagen, die unsere derzeitigen Einschätzungen in Bezug auf die Marktbedingungen, von denen wir ausgehen, und unsere beabsichtigten künftigen Handlungsweisen widerspiegeln. Auch wenn wir glauben, dass unsere Erwartungen hinsichtlich künftiger Ereignisse auf vernünftigen Annahmen beruhen, sind zukunftsgerichtete Aussagen keine Garantie für die zukünftige Leistung eines Unternehmens. In einigen Fällen sind zukunftsgerichtete Aussagen an der Verwendung zukunftsweisender Terminologie erkennbar, beispielsweise an Wörtern wie «abzielen auf», «glauben», «schätzen», «davon ausgehen», «erwarten», «beabsichtigen», «kann/können», «werden», «planen», «weiterhin tun» oder «sollten», sowie an den entsprechenden Verneinungen dieser Wörter bzw. vergleichbarer Terminologie. Zukunftsgerichtete Aussagen sind auch Erörterungen von Strategien, Plänen, Zielen, Zielsetzungen, künftigen Ereignissen oder Absichten. Im Gegensatz zu historischen Fakten beinhalten diese zukunftsgerichteten Aussagen Vermutungen. Sie beruhen auf unserer betrieblichen Analyse und unseren Erwartungen bezüglich der betrieblichen Leistung unserer Vermögenswerte, basierend auf deren historischer Betriebsleistung, auf Erwartungen seitens des Managements, wie in diesem Geschäftsbericht beschrieben, sowie auf historischen Kosten in Verbindung mit diesen Vermögenswerten. Faktoren ausserhalb unserer Kontrolle könnten dazu führen, dass unsere tatsächlichen Ergebnisse wesentlich von unseren Erwartungen abweichen. Diese Faktoren werden im Kapitel «Ausblick» sowie an anderen Stellen in diesem Dokument eingehend besprochen. Jegliche in diesem Bericht enthaltenen vorausblickenden Informationen zur finanziellen Situation sind Annahmen und nicht als zukünftige Ergebnisse zu betrachten. Der Leser wird zur Vorsicht gemahnt, unangemessenes Vertrauen in diese zukunftsorientierten Angaben zur Finanzlage zu setzen. Wir übernehmen keine Verpflichtung, die hier enthaltenen zukunftsgerichteten Aussagen zu aktualisieren, beispielsweise im Fall neuer Informationen oder künftiger Ereignisse und daraus resultierender Entwicklungen.

## Brief an die Aktionärinnen und Aktionäre

Liebe Aktionärin, lieber Aktionär

Bereits 2008 hatten wir in unserem Brief an die Aktionärinnen und Aktionäre darauf verwiesen, dass 2009 voraussichtlich ein sehr schwieriges Geschäftsjahr würde. Leider hat sich diese Annahme als richtig erwiesen. In der Tat brachte das Jahr 2009 ganz besondere Herausforderungen für Petroplus und die gesamte Raffineriebranche in Europa mit sich. Die sich ab dem zweiten Halbjahr 2008 abzeichnende Wirtschaftskrise löste die schlimmste Rezession seit der «Grossen Depression» aus, mit negativen Folgen für die meisten Industrien, insbesondere jedoch für die europäischen Raffineriebetriebe. Wie publizierte Berichte über Verluste in der europäischen Erdölraffineriebranche eindeutig zeigen, sind wir nicht allein von dieser schwierigen Situation betroffen, sondern die gesamte Industrie steht unter enormem Druck.

Drei Hauptgründe sind dafür verantwortlich, dass unsere Raffineriemargen, in unserer Industrie als «Refining Crack» bezeichnet, derart nachgaben:

Erstens sank der Verbrauch von Ölprodukten im atlantischen Becken um etwa 6 %.

Zweitens beschlossen die Regierungen der EU-Staaten sowie die US-Regierung, einen Mindestanteil von Biokraftstoffen einzusetzen. Da diese Kraftstoffe Raffinerieprodukte ersetzen, reduziert sich der für die europäischen Raffineure verfügbare Marktanteil entsprechend.

Drittens bauen die als «Schwellenländer» bezeichneten Nationen, insbesondere Indien und China, Kapazitäten für den Export von Raffinerieprodukten auf und haben damit – direkt oder indirekt – den europäischen Raffinerien Marktanteile abgenommen. Raffinerien aus Indien oder Fernost exportieren inzwischen auch verstärkt in die Vereinigten Staaten, die bisher traditionelle Abnehmer der europäischen Benzinüberproduktion waren.

Da Ölgesellschaften wie Petroplus keinen Einfluss auf die makroökonomischen Marktbedingungen haben, kann nur wirtschaftliches Wachstum den erst genannten Grund kompensieren.

Der zweite Grund für schrumpfende Märkte liegt in den Händen unserer Regierungen. Wir sehen die Biokraftstoffe als reale Tatsache an. Auch wenn Biokraftstoffe in gewisser Hinsicht positive Auswirkungen auf die Umwelt haben, bleiben doch einige ernste Fragen offen bezüglich ihres generellen Einflusses auf die Umwelt.

Der dritte Grund, der sich auf die Rentabilität der Raffinerien im atlantischen Becken auswirkt, ist das Entstehen riesiger Raffineriebetriebe in Ländern wie Indien. Diese Raffinerien, die mit äusserst tiefen Personalkosten und nach unterschiedlichsten Umwelt- und Sicherheitsstandards arbeiten, gewinnen derzeit immer mehr Marktanteile in Europa und in den USA und werden dies auch in Zukunft tun. In den entwickelten Märkten werden daher zunehmend Betriebsstandorte schliessen müssen. Aufgrund der erwähnten Tendenzen im internationalen Handel werden voraussichtlich viele dieser Arbeitsplätze bald in weniger entwickelte Länder ausgelagert.

Eine sorgfältige Betrachtung der CO<sub>2</sub>-Richtlinien ist daher angebracht, denn sie schaffen finanzielle Nachteile für die europäischen Raffinerien gegenüber den exportierenden Ölproduzenten in anderen Teilen der Welt, in denen es keine vergleichbaren Bestimmungen gibt. Mit Vorschriften, die letztlich dazu führen, dass europäische Raffinerien schliessen müssen und ihre Produkte dann aus Ländern bezogen werden, die keine vergleichbar hohen CO<sub>2</sub>-Standards haben, ist der Umwelt nicht geholfen.

Nicht nur bedingt durch die oben genannten negativen Auswirkungen, auch aufgrund der sechsmonatigen Schliessung einer Pipeline, die zwei unserer Raffinerien versorgt – Cressier in der Schweiz und Reichstett in Frankreich – musste Petroplus einen einschneidenden operativen Verlust hinnehmen. Diese Pipeline, die einzige Rohöl-Versorgungsleitung der beiden Raffinerien, wurde inzwischen repariert, so dass Cressier und Reichstett

ihren Betrieb wieder aufgenommen haben. Wir gehen davon aus, dass dies ein einmaliger Zwischenfall bleiben wird.

Wie bereits im Aktionärsbrief 2008 angekündigt, mussten wir eine unserer Raffinerien aus Rentabilitätsgründen aufgeben. Im April 2009 wurde die Teesside-Raffinerie geschlossen, nachdem unsere Bemühungen einen Käufer zu finden, erfolglos geblieben sind. Bis auf weiteres beabsichtigen wir, den Betriebsstandort als Vertriebs- und Lagerstätte weiterzuführen.

Erfreulich ist hingegen, dass Petroplus – wie ebenfalls 2008 den Aktionärinnen und Aktionären angekündigt – die finanzielle Lage durch eine erfolgreiche Bezugsrechtsemission im September stärken konnte. Wir haben ausserdem die Laufzeit einer ursprünglich auf 2011 terminierten Wandelanleihe bis 2015 verlängert und trotz schwieriger Marktbedingungen eine neue Betriebskredit-Vereinbarung abgeschlossen.

Nachdem wir im Jahr 2009 Fortschritte bei der Erfüllung von Sicherheits- und Umweltauflagen gemacht haben, werden wir uns weiterhin auf diese beiden Aspekte konzentrieren. Sicherheits- und Umweltbelange haben auch künftig höchste Priorität für die Unternehmensleitung.

Was das Management betrifft, gibt es eine Änderung: Neuer Chief Executive Officer von Petroplus ist Jean-Paul Vettier. Als langjähriger Leiter des grössten Raffinerie- und Vertriebssystems in Europa verfügt er über umfangreiche Erfahrung im Raffineriegeschäft. Wir sind überzeugt, dass Jean-Paul Vettier unserem Unternehmen in den kommenden Jahren grosse Dienste erweisen wird.

DIE ZUKUNFT: Wir rechnen damit, dass sich die Wirtschaft im Jahr 2010 erholen und die Raffineriemargen entsprechend verbessern werden. Diese Entwicklung hat, so denken wir, bereits begonnen. Daher erwarten wir für das Jahr 2010 eine Rückkehr zur Normalisierung der Nachfrage nach Erdölprodukten. Wie es aussieht, wurde die Talsohle im vierten Quartal 2009 erreicht. Allerdings muss sich Petroplus in seinen Raffinerien proaktiv auf Kosteneinsparungen und – noch wichtiger – auf betriebliche Optimierungen fokussieren. Die im Jahr 2009 begonnenen Projekte zeigen erste Resultate und werden sich positiv auf unser Ergebnis im Jahr 2010 sowie darüber hinaus auswirken. Um erfolgreich im Markt bestehen zu können, müssen wir noch effizienter werden.

Wachstum war für Petroplus immer wichtig. Der schwierige Markt, in dem wir uns bewegen, hat auch uns Probleme bereitet. Gleichzeitig sind jedoch die Preise von Raffinerieanlagen gesunken, was neue Chancen für attraktive Akquisitionen eröffnet. Wir suchen weiterhin nach Möglichkeiten, im westeuropäischen und nordamerikanischen Raffineriegeschäft zu expandieren. Wie immer haben wir dabei den Shareholder-Value im Fokus.

Abschliessend möchten wir den Mitgliedern des Verwaltungsrats von Petroplus sowie allen Angestellten für ihre geschätzte Mitarbeit danken und unseren Aktionärinnen und Aktionären unseren Dank dafür aussprechen, dass Sie in Petroplus investiert haben.

Wir sind optimistisch, im Jahr 2010 ein besseres Ergebnis als im Berichtsjahr 2009 zu erzielen.

Freundliche Grüsse



Thomas D. O'Malley  
Verwaltungsratspräsident



Jean-Paul Vettier  
Chief Executive Officer

# Petroplus auf einen Blick

## Das Unternehmen Petroplus

Die an der SIX Swiss Exchange kotierte Petroplus Holdings AG mit ihren Tochtergesellschaften («Petroplus», das «Unternehmen», der «Konzern», die «Gesellschaft», «wir», «unser» oder «uns») konzentriert sich auf das Raffinieren von Erdölprodukten. Sie besitzt und betreibt derzeit sechs Raffinerien in ganz Europa: die Coryton-Raffinerie am Themseufer in Grossbritannien, die BRC-Raffinerie im belgischen Antwerpen, die beiden französischen Raffinerien Petit Couronne in Petit Couronne und Reichstett bei Strassburg, die Ingolstadt-Raffinerie in Ingolstadt, Deutschland, und die Cressier-Raffinerie im Kanton Neuenburg in der Schweiz. Zusammen verfügen diese Betriebe über eine Verarbeitungskapazität von rund 752'000 Barrel pro Tag. Das Unternehmen besitzt ferner die Anlage in Teesside in Grossbritannien, die als Vertriebs- und Lagerstätte weitergeführt wird.

Petroplus erzeugt unterschiedlichste Fertigerzeugnisse, unter anderem Benzin- und Dieselmotoren, leichte und schwere Heizöle, Kerosin, Benzinkomponenten und andere Erdölprodukte. Wir vertreiben unsere Raffinerieprodukte ohne Markennamen an Vertriebsunternehmen und Grosshandels-Endkunden, hauptsächlich in Grossbritannien, Deutschland, Frankreich, der Schweiz und den Beneluxländern sowie auf dem globalen Spotmarkt.

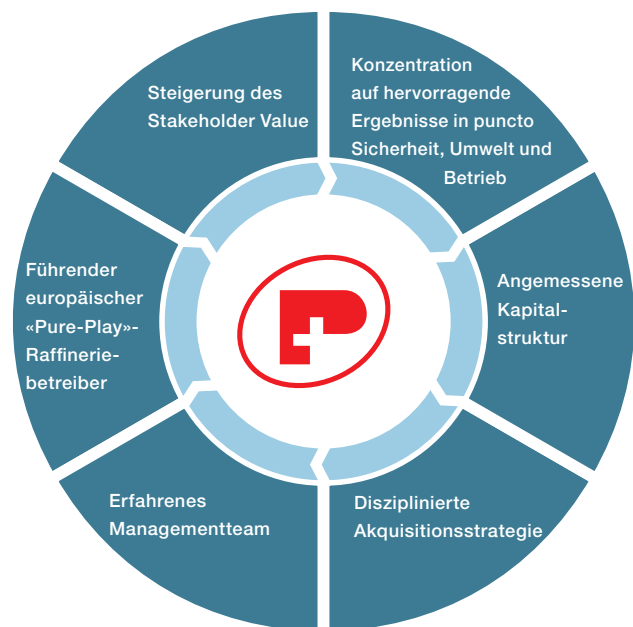
Unsere Liefer- und Vertriebsorganisation mit Hauptsitz in Zug in der Schweiz ist für die physische Versorgung und das Marketing unserer Raffinerien verantwortlich. Hauptziel der Organisation ist es, die Versorgung der Raffinerien mit Rohöl und Rohstoffen und den Vertrieb der Raffinerieprodukte zu optimieren. Wir beziehen unser Rohöl global durch eine Kombination von Spotmarktkäufen und kurzfristigen Kaufverträgen. Wir sind der Ansicht, dass wir dank der Spotmarktstrategie sowohl flexibler auf tiefere Rohölpreise als auch präziser auf unseren aktuellen Bedarf reagieren können. Dank des direkten oder indirekten (via Pipeline) Zugangs aller unserer Raffinerien zu Tiefseeterminals sind wir in der Lage, unser Rohöl flexibler aus verschiedenen Ländern zu beziehen.

Petroplus beschäftigt etwa 2'900 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in ganz Europa und betrachtet gesellschaftliches Engagement als eine zentrale Verantwortung unserer Branche.

## Unsere Strategie

Als «Pure-Play»-Raffineriebetreiber ohne markengebundene Verkaufsstellen können wir nicht nur unsere Rohstoffe weltweit einkaufen, sondern auch unsere Erzeugnisse über die Distributionskanäle und in den Märkten verkaufen, die uns am profitabelsten erscheinen. Wir messen der Sicherheit und Zuverlässigkeit unserer Geschäftseinheiten einen ebenso hohen Stellenwert bei, wie der Suche nach neuen Wachstumschancen für das Hauptgeschäftsfeld von Petroplus, das Raffinieren von Rohöl und dem Vertrieb von raffinierten Mineralölprodukten.

## Unsere wichtigsten Werte



Wir wollen einen Mehrwert für unsere Aktionärinnen und Aktionäre erzielen. Dank unserer umsichtigen Kapitalstruktur können wir unser Unternehmen nachhaltig betreiben und expandieren. Unser diszipliniertes Vorgehen beim Erwerb von Vermögensanlagen ermöglicht uns, Chancen zu nutzen, um einen Mehrwert zu generieren. Wir wenden viel Zeit und Ressourcen für die Verbesserung der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Umweltfreundlichkeit unserer Betriebe auf und verfügen über ein sachkundiges Führungsteam mit ausgewiesener Erfahrung in der Entwicklung von Unternehmen.



## Unsere Unternehmensgeschichte

Petroplus International B.V. («PPI»), Niederlande, wurde 1993 gegründet. 1998 wurde das Unternehmen an der Euronext Amsterdam kotiert.

**März/April 2005** PPI wurde von der neu gegründeten RIVR Acquisition B.V. («RIVR») erworben und ist dadurch in Privatbesitz übergegangen. Infolgedessen erfolgte die Dekotierung an der Euronext Amsterdam.

**Februar 2006** Argus Atlantic Energy Ltd. («Argus») wurde in Bermuda gegründet.

**Mai 2006** Rekrutierung eines neuen Managementteams mit Thomas D. O'Malley als neuer Verwaltungsratspräsident und Chief Executive Officer («CEO»).

Übernahme von European Petroleum Holdings N.V. («EPH»), der Holdinggesellschaft der BRC-Raffinerie in Antwerpen in Belgien sowie der dazugehörigen Liefer- und Vertriebsseinheiten von Sovereign Holding Limited (Bermuda).

**August 2006** Verkauf von Petroplus Tankstorage Deutschland, einem Tanklagerunternehmen; Frisol/Bunkering, ein Unternehmen, das im Grosshandel mit Bunkeröl tätig ist; Oxyde Chemical, einem Grosshändler von Chemikalien und Kunststoffen, sowie Verhandlungen im Rahmen des Verkaufs von 4Gas, Flüssiggasimportterminal und Vertriebsunternehmen, und anderen, nicht zum Kerngeschäft gehörenden Unternehmensteilen.

Fusion von Argus und RIVR. Verlegung des Sitzes der neuen Einheit in die Schweiz und Umbenennung in Petroplus Holdings AG.

**November 2006** 30. November 2006: Erster Handelstag der Aktien von Petroplus Holdings AG an der SIX Swiss Exchange.

**März 2007** Erwerb der Ingolstadt-Raffinerie und des dazugehörigen Grosshandelsgeschäfts von ExxonMobil Central Europe Holding («Exxon»).

**April 2007** Ausgabe von 7,6 Millionen neuer Aktien mittels Bezugsrecht und eines nachfolgenden internationalen Zeichnungsangebots. Zudem Ausgabe einer hochverzinslichen Anleihe über US-Dollar («USD») 1,2 Milliarden.

**Mai 2007** Übernahme der Coryton-Raffinerie von BP PLC («BP»).

**März 2008** Robert J. Lavinia wurde zum CEO des Unternehmens ernannt.

Partnerschaft («PBF») mit Blackstone Group und First Reserve, um Akquisitionen von Rohölraffinerien in den Vereinigten Staaten von Amerika («USA»), deren Hoheitsgebieten und Ostkanada nachzugehen.

Emission verbriefter Wandelanleihen mit Fälligkeit 2013 mit einem Gesamtbetrag von USD 500,0 Millionen.

Erwerb der Raffinerien Petit Couronne und Reichstett von der Société des Pétroles Shell SAS («Shell»).

## Wichtigste Ereignisse 2009



### September

Jean-Paul Vettier wurde zum CEO des Unternehmens ernannt. Sein Vorgänger Robert J. Lavinia bleibt Mitglied des Verwaltungsrats.

Ausgabe von 17,3 Millionen neuer Aktien mittels Bezugsrecht und eines nachfolgenden internationalen Zeichnungsangebots. Ferner Ausgabe einer hochverzinslichen Unternehmensanleihe über USD 400,0 Millionen.



### Oktober

Erfolgreiches Angebot und Rückkauf der verbrieften Wandelanleihe 2013 («WA 2013»). Gleichzeitig emittierte Petroplus verbrieft vorrangige Wandelanleihen mit Fälligkeit 2015 («WA 2015») im Gesamtbetrag von USD 150,0 Millionen.

Erfolgreicher Abschluss eines neuen, auf drei Jahre befristeten, zugesagten Betriebskredits (Revolving Credit Facility – «RCF») in Höhe von USD 1,05 Milliarden.

Abschluss der Verhandlungen über den Verkauf von Petroplus Refining Antwerp N.V. und Petroplus Refining Antwerp Bitumen N.V. («Verarbeitungsanlage Antwerpen») an die Euro-tank Belgium B.V., eine hundertprozentige Tochtergesellschaft der zum Vitol-Konzern gehörenden Vitol Tank Terminals International B.V. Der Verkauf wurde am 12. Januar 2010 rechtskräftig.



### November

Aufgabe des Raffineriebetriebs in Teesside und Beginn des Umbaus der Raffinerie in eine Vertriebs- und Lagerstätte.

## Raffinerien der Petroplus auf einen Blick

Kennzahlen	Bedeutende Anlagen	Rohöl und Destillate	Highlights
 <p><b>Raffinerie Coryton</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Erworben im Mai 2007</li> <li>&gt; Betriebsstandort: in Südost-England, etwa 30 Meilen östlich von London auf einem 589 Hektar grossen Gelände</li> <li>&gt; Gesamtverarbeitungskapazität 175'000 bpd und eine zusätzliche Verarbeitungskapazität von bis zu 65'000 bpd für andere Rohstoffe</li> <li>&gt; Nelson Complexity Index: 12,0</li> </ul>	<p>Atmosphärische Destillation            Vakuum-Destillation            Fluid Catalytic Cracker            Katalytischer Reformer            Naphtha Pretreater            Alkylierung            Produkt-Hydrotreater            Isomerisierung            Schwefelrückgewinnung            Propan-Deasphalter            Bitumen-Produktion</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Verarbeitet eine Mischung aus «light sweet» und «sour» Rohölen. Zudem verarbeitet die Raffinerie ein beträchtliches Volumen an anderen kostengünstigen Rohstoffen, primär hochschwefelhaltige Rückstände</li> <li>&gt; Vertrieb der Produkte primär im Süden Grossbritanniens</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Optimierungsmöglichkeiten bestehen sowohl bei «sweet» vs. «sour» als auch bei leichten vs. schweren Rohölen</li> <li>&gt; Produziert überwiegend hochwertige leichte Produkte, bei verringerter Produktion geringwertiger Gasöle</li> </ul>

Kennzahlen	Bedeutende Anlagen	Rohöl und Destillate	Highlights
 <p><b>Raffinerie BRC</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Erworben im Mai 2006</li> <li>&gt; Betriebsstandort: Antwerpen in Belgien, auf einem 105 Hektar grossen Gelände</li> <li>&gt; Gesamtverarbeitungskapazität: 107'500 bpd</li> <li>&gt; Nelson Complexity Index: 4,5</li> </ul>	<p>Atmosphärische Destillation            Vakuum-Destillation            Visbreaker            Katalytischer Reformer            Produkt-Hydrotreater            Isomerisierung (TIP)            Schwefelrückgewinnung</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Verarbeitet vorwiegend «medium sour» Rohöl und andere kostengünstige Rohstoffe, vor allem hoch schwefelhaltige Rückstände</li> <li>&gt; Vertrieb der Produkte primär in der Region Antwerpen-Rotterdam-Amsterdam («ARA») und in den USA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Erzielt beträchtliche Kostenvorteile durch die Verarbeitung «sour» Rohöle und kostengünstiger Rohstoffe</li> <li>&gt; BRC bietet zusätzliche Kapazitäten in den Bereichen Midstream und Konversion</li> </ul>

Kennzahlen	Bedeutende Anlagen	Rohöl und Destillate	Highlights
 <p><b>Raffinerie Petit Couronne</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Erworben im März 2008</li> <li>&gt; Betriebsstandort: Petit Couronne, in der Nähe von Rouen, Frankreich, etwa 130 Kilometer nordwestlich von Paris auf einem 225 Hektar grossen Gelände</li> <li>&gt; Gesamtverarbeitungskapazität: 161'800 bpd</li> <li>&gt; Nelson Complexity Index: 7,3</li> </ul>	<p>Atmosphärische Destillation            Vakuum-Destillation            Fluid Catalytic Cracker            Katalytischer Reformer            Visbreaker            Produkt-Hydrotreater            Schwefelrückgewinnung            Anlage zur Schmierölerstellung            Bitumenproduktion            Energieerzeugung</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Verarbeitet vor allem «medium sour» und «heavy sweet» Rohöle</li> <li>&gt; Vertrieb der Produkte primär auf den lokalen Märkten einschliesslich Paris</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Günstig gelegen im regionalen Markt um Paris, mit der Möglichkeit, Rohöl auf dem Wasser zu transportieren</li> <li>&gt; Je nach Bedarf kann die Anlage Schmierstoffe (Lubes) produzieren oder als herkömmliche Raffinerie laufen</li> </ul>

Kennzahlen	Bedeutende Anlagen	Rohöl und Destillate	Highlights
<p><b>Raffinerie Ingolstadt</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Erworben im März 2007</li> <li>&gt; Betriebsstandort: Ingolstadt in Deutschland, auf einem 128 Hektar grossen Gelände</li> <li>&gt; Gesamtverarbeitungskapazität: 110'000 bpd</li> <li>&gt; Nelson Complexity Index: 7,3</li> </ul>	<p>Atmosphärische Destillation                      Vakuum-Destillation (Bitumen-Produktion)                      Fluid Catalytic Cracker                      Produkt-Hydrotreater                      Schwefelrückgewinnung                      Katalytischer Reformier                      Isomerisierung                      Wasserstoffanlage                      Energieerzeugung</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Vorwiegend Verarbeitung von Rohöl aus der Region des Kaspischen Meeres, das durch eine Pipeline aus Triest bezogen wird</li> <li>&gt; Vertrieb der Produkte primär auf dem lokalen bayrischen Markt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Standort in einem Inlandnischenmarkt, wodurch hohe Preisvorteile gegenüber von ausserhalb importierten Produkten erzielt werden</li> </ul>



Kennzahlen	Bedeutende Anlagen	Rohöl und Destillate	Highlights
<p><b>Raffinerie Reichstett</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Erworben im März 2008</li> <li>&gt; Betriebsstandort: Reichstett in Frankreich, in der Nähe der elsässischen Stadt Strassburg, an der Grenze zu Deutschland, auf einem 650 Hektar grossen Gelände</li> <li>&gt; Gesamtverarbeitungskapazität: 84'800 bpd</li> <li>&gt; Nelson Complexity Index: 5,3</li> </ul>	<p>Atmosphärische Destillation                      Vakuum-Destillation                      Visbreaker                      Thermischer Cracker                      Fluid Catalytic Cracker                      Katalytischer Reformier                      Produkt-Hydrotreater                      Schwefelrückgewinnung</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Verarbeitet eine Mischung aus «heavy» und «light sweet» sowie «light» und «medium sour» Rohölen, geliefert durch eine Pipeline von Fos-sur-Mer in Südfrankreich</li> <li>&gt; Vertrieb der Produkte primär auf lokalen Märkten einschliesslich Strassburg</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Standort in einem Inlandmarkt, wodurch hohe Preisvorteile gegenüber von ausserhalb importierten Produkten erzielt werden</li> </ul>



Kennzahlen	Bedeutende Anlagen	Rohöl und Destillate	Highlights
<p><b>Raffinerie Cressier</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Erworben im Jahr 2000</li> <li>&gt; Betriebsstandort: Cressier, in der Nähe von Neuenburg in der Schweiz, auf einem 74 Hektar grossen Gelände</li> <li>&gt; Gesamtverarbeitungskapazität: 68'000 bpd</li> <li>&gt; Nelson Complexity Index: 6,4</li> </ul>	<p>Atmosphärische Destillation                      Vakuum-Destillation                      Thermisches Cracken                      Visbreaker                      Katalytischer Reformier                      Produkt-Hydrotreater                      Isomerisierung (TIP)                      Schwefelrückgewinnung</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Verarbeitet eine Mischung aus «light sweet» und «light sour» Rohölen, geliefert durch eine Pipeline von Fos-sur-Mer in Südfrankreich</li> <li>&gt; Vertrieb der Produkte vor allem auf dem lokalen Schweizer Markt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Standort in einem Inlandnischenmarkt in der Schweiz, die mehr als die Hälfte ihrer Raffinerieprodukte importiert</li> <li>&gt; Erzielung bedeutender Preisvorteile gegenüber Produkten, die per Rheinfahrt aus der ARA-Region eingeführt werden</li> </ul>



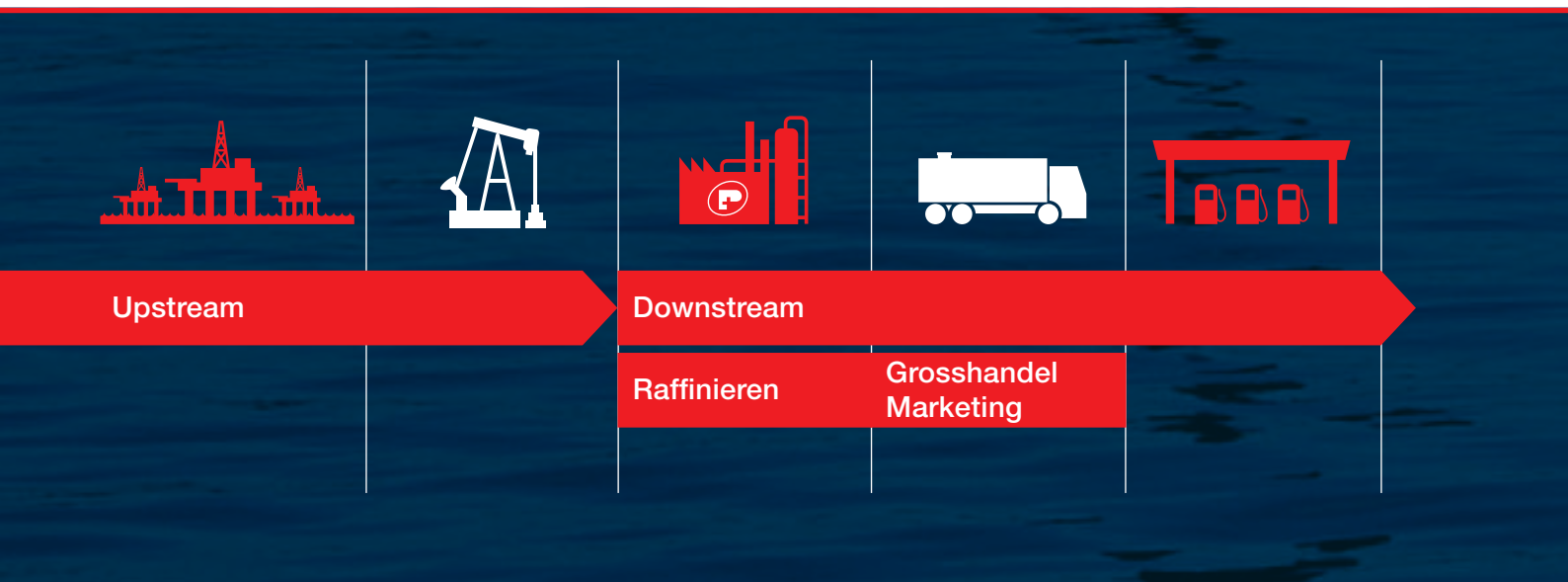
## Grundzüge der Erdölraffination

### Die Mineralölindustrie

Zu den Aufgaben der Mineralölindustrie zählen unter anderem die Erschliessung/Förderung, die Extraktion, das Raffinieren und die Lieferung von Raffinerieprodukten sowie deren Vermarktung. Die wichtigsten Produkte sind Mitteldestillate, Benzin, Heizöl und Kerosin. Die oben aufgeführten Aktivitäten lassen sich zwei grösseren Bereichen zuordnen, die man allgemein den Upstream- und den Downstream-Bereich nennt.

- Unter Upstream-Aktivitäten versteht man die Erschliessung, die Extraktion und die Produktion von Rohöl oder Erdgas.
- Downstream-Aktivitäten sind das Raffinieren des Rohöls und die Vermarktung der Fertigerzeugnisse.

Petroplus ist ausschliesslich im Bereich der Raffination und als Grosshändler von Raffinerieprodukten tätig.



### Raffinerieverfahren im Überblick

Im Raffinerieprozess werden die im Rohöl vorhandenen Kohlenwasserstoffmoleküle separiert und zu marktfähigen Erdölprodukten wie beispielsweise Dieseldieselkraftstoff, Benzin und Heizöl verarbeitet. Das Raffinieren ist primär ein margenbasiertes Geschäft, da sowohl die eingesetzten Rohstoffe als auch die raffinierten Fertigerzeugnisse Handelsgüter sind. Die Wertschöpfung der Raffineure besteht darin, dass sie für die Raffinerieprodukte Preise erzielen, die über den Kosten für die eingesetzten Rohstoffe liegen. Dabei bewegen sich die Erd-

ölraffinerien in einem globalisierten Geschäftsfeld. Für Rohöl, sonstige Rohstoffe und raffinierte Mineralölprodukte, die alle- samt relativ kostengünstig auf dem Seeweg und durch Pipe- lines von einer Region der Erde in eine andere geliefert wer- den, besteht eine weltweite Nachfrage. Dem Energiebericht der US-Beratungsgesellschaft Wood Mackenzie zufolge gibt es weltweit ungefähr 650 Ölraffinerien, von denen etwa 130 im grösseren europäischen Raum angesiedelt sind.

## Grundzüge des Erdölraffinierens

Raffinerien sind meist für die Verarbeitung spezieller Rohölsorten zu bestimmten Produkten ausgelegt. Generell übernehmen die unterschiedlichen Prozessanlagen innerhalb einer Raffinerie eine der drei Aufgaben:

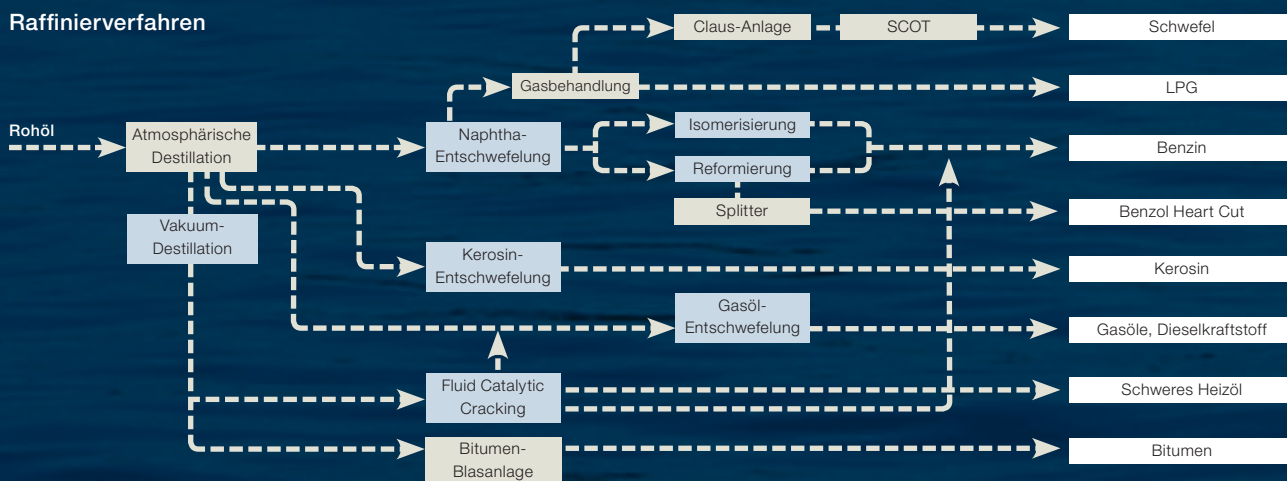
- Trennung der zahlreichen im Rohöl enthaltenen Kohlenwasserstoffe in eine Reihe unterschiedlicher, leichter bis schwerer Komponenten. Dies geschieht durch die Destillation.
- Chemische Umwandlung der separierten Kohlenwasserstoffe in höherwertige Produkte, und

– Behandlung dieser Produkte durch das Entfernen unerwünschter Bestandteile oder Verbindungen.

Jeder dieser Verarbeitungsschritte trägt zur Wertsteigerung des jeweiligen raffinierten Mineralölproduktes bei.

Im Geschäftsjahr 2009 machten die stark raffinierten Mineralölprodukte, dies sind die sogenannten «leichten» Produkte wie Dieselmotorenkraftstoff, Benzin, Kerosin oder Heizöl, etwa 87 % des gesamten Produktionsvolumens aus.

### Raffinierverfahren



## Komplexität von Raffinerien

Die Komplexität einer Raffinerie zeigt an, in welchem Umfang sie Rohstoffe mit höherem Schwefelgehalt wie etwa schweres Rohöl zu höherwertigen Produkten verarbeiten kann. Während komplexe Raffinerien meist Benzin produzieren (durch katalytisches Cracken – «FCC»), sind weniger komplexe Anlagen auf die Produktion von Mitteldestillaten (durch thermische Umwandlung und/oder Hydrocracken) spezialisiert. Dieser Index weist den grösseren Anlagen einer Raffinerie einen auf deren Kapazität abgestimmten Wert (oder Komplexitätsfaktor) zu. Als Referenzwert gilt der für die Rohöldestillation vergebene Komplexitätsfaktor 1,0. Das Hinzufügen der Komplexitätswer-

te zu jedem Anlagenteil, einschliesslich Hydroskimming, legt die Gesamtkomplexität der Raffinerie fest. Für eine Raffinerie mit dem Nelson-Index 10 bedeutet das, dass sie zehn Mal so komplex ist wie eine Rohöldestillationsanlage mit der gleichen Verarbeitungskapazität. Westeuropäische Raffinerien weisen im Durchschnitt einen Nelson Complexity Index von 6 auf.

Der durchschnittliche Nelson Complexity Index der Petroplus Raffinerien beträgt ungefähr 8.

## Petroplus Raffinerien

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über den Rohöldurchsatz, den durchschnittlichen Durchsatz und die Produktionsdaten unserer Raffinerien für das am 31. Dezember 2009 endende Geschäftsjahr:

	Total	Coryton <sup>2)</sup>	BRC	Petit Couronne	Ingolstadt	Reichstett	Cressier
<b>Verarbeitungskapazität (in bpd)</b>	<b>752'100</b>	220'000	107'500	161'800	110'000	84'800	68'000

### Durchsatz

#### Durchsatz der Rohöldestillationsanlage

«Light Sweet»	38 %	73 %	0 %	32 %	1 %	52 %	63 %
«Medium Sweet»	3 %	-	-	1 %	13 %	6 %	4 %
«Heavy Sweet»	0 %	1 %	-	-	-	-	-
«Light Sour»	24 %	5 %	41 %	2 %	74 %	5 %	26 %
«Medium Sour»	16 %	-	12 %	56 %	-	25 %	3 %
«Heavy Sour»	5 %	-	23 %	1 %	6 %	1 %	-
<b>Total Durchsatz der Rohöldestillationsanlage</b>	<b>86 %</b>	<b>79 %</b>	<b>76 %</b>	<b>92 %</b>	<b>94 %</b>	<b>89 %</b>	<b>96 %</b>
Übriger Durchsatz	14 %	21 %	24 %	8 %	6 %	11 %	4 %
<b>Total Durchsatz</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>

### Produktion (in % des Gesamtdurchsatzes)

#### Leichte Produkte

Benzin	28 %	42 %	13 %	20 %	29 %	24 %	26 %
Dieselmotorenkraftstoff und Gasöle <sup>1)</sup>	43 %	32 %	66 %	37 %	45 %	45 %	46 %
Kerosin	5 %	11 %	-	8 %	2 %	1 %	4 %
Petrochemikalien	2 %	1 %	-	6 %	1 %	-	1 %
Naphtha	3 %	-	0 %	6 %	7 %	10 %	1 %
LPG	6 %	2 %	6 %	6 %	10 %	8 %	6 %
<b>Total leichte Produkte</b>	<b>87 %</b>	<b>88 %</b>	<b>85 %</b>	<b>83 %</b>	<b>94 %</b>	<b>88 %</b>	<b>84 %</b>
Schwefelarmer Rückstand	-	-	-	-	-	-	-
Schweröl/Bitumen	10 %	9 %	13 %	12 %	5 %	10 %	13 %
Feste Nebenprodukte/zur Verarbeitung benötigter Brennstoff/Brennstoffverlust	5 %	5 %	4 %	6 %	5 %	4 %	4 %
<b>Total Produktion</b>	<b>102 %</b>	<b>102 %</b>	<b>102 %</b>	<b>101 %</b>	<b>104 %</b>	<b>102 %</b>	<b>101 %</b>

<sup>1)</sup> Beinhaltet Vakuumschmelzgasöl («VGO») der BRC-Raffinerie.

<sup>2)</sup> Einschliesslich übriger Rohstoffverarbeitungskapazitäten.

## Die Raffinerie Coryton



Am 31. Mai 2007 haben wir die Raffinerie in Coryton sowie damit verbundene Liefer- und Betriebseinheiten von BP erworben. Der Kaufpreis betrug USD 1,6 Milliarden (netto) einschliesslich des Betriebskapitals (netto) und der Gebühren. Die Coryton-Raffinerie hat 1953 ihren Betrieb aufgenommen und verfügt über eine Rohölverarbeitungskapazität von 175'000 bpd sowie zusätzlich bis zu 65'000 bpd für sonstige Rohstoffe. Durch die Gesamtverarbeitungskapazität für Rohöl wird der Durchsatz sonstiger Rohstoffe um 20'000 bpd reduziert und umgekehrt. Die Raffinerie ist eine vollständig integrierte, katalytische Raffinerie der Bereiche katalytisches Cracken/Alkylierung mit einer beträchtlichen Kapazität zur Destillat-Entschwefelung.

### *Die Raffinerie im Überblick*

Die Raffinerie befindet sich im Südosten von England («UK»), auf einem 589 Hektar grossen Gelände etwa 30 Meilen östlich von London an der Themsemündung. Sie verfügt über Möglichkeiten, sowohl die Rohölbereiche «light»/«sour» als auch «light»/«heavy» zu optimieren. Des Weiteren kann die Raffinerie die Produktion von hochwertigeren leichten Produkten maximieren und die von geringwertigeren Gasölen reduzieren. Die schwefelarmen Produkte der Raffinerie halten den von der Europäischen Union («EU») 2009 herausgegebenen Schwefelgrenzwert von 10 Teilen pro Million (parts per million – «ppm») für Benzin und Dieselmotoren ein.

Mit einem Nelson-Index von 12 ist die Raffinerie Coryton der komplexeste Betrieb von Petroplus.

### *Die wichtigsten Verarbeitungsanlagen*

Die folgende Tabelle zeigt die wichtigsten Verarbeitungsanlagen der Coryton-Raffinerie, ihre derzeitigen Kapazitäten, das Jahr der Inbetriebnahme sowie das Jahr, in dem zuletzt Um- bzw. Nachrüstungen erfolgt sind:

**Die wichtigsten Verarbeitungsanlagen**

Anlagen	Derzeitige Kapazität <sup>1)</sup>	Jahr der Inbetriebnahme	Um-/Nachrüstung	
Atmosphärische Destillation	1	175'000	1963	-
Vakuum-Destillation	2	38'400	1969	2006
		60'400	1982	-
Diesel-Hydrotreater	1	56'000	1969	2003
Kontinuierlicher katalytischer Reformier (UOP-Verfahren)	1	38'000	1989	-
Isomerisierung Penex	1	23'600	1993	-
C4-Isomerisierung	1	19'600	1982	-
Propan-Deasphalter	1	6'300	1969	-
Fluid Catalytic Cracking Anlage (FCC)	1	63'400	1982	2005
FCC-Benzin-Hydrotreater (SHU/SHDS)	1	24'500	2003	-
HF-Alkylierung	1	24'000	1982	1993
Anlage zur Schwefelrückgewinnung (Tonnen/Tag)	2	101	1982	2005
Bitumen-Produktion (Tonnen/Tag)	2	1'100	1969	2009

<sup>1)</sup> Barrel pro Tag, wenn nicht anders angegeben.

*Rohstoffe und Liefervereinbarungen*

Das Rohöl wird aus der Nordsee, dem Mittelmeer, der Ostsee sowie aus Nordafrika bezogen. Die Rohölestillation in Coryton ermöglicht die Verarbeitung von Rohölmischungen und verfügt über eine doppelte Einspeisung mit der Möglichkeit, die atmosphärischen Rückstände zu separieren (mit Hilfe einer Trennwand im unteren Teil des Rohölestillationsturms) und getrennt den weiteren Verarbeitungsprozessen zuzuführen.

*Produktvertrieb*

Die Coryton-Raffinerie verfügt über vier Landungsbrücken für die Lieferung des gesamten Rohöls und der Rohstoffe auf dem Seeweg und besitzt eines der grössten Verladeterminals in Europa. Die Mehrzahl ihrer Kraftstoffprodukte liefert sie an Grosskunden in Südostengland, per LKW auf dem Strassenweg (vom angrenzenden Ladeterminale aus) und per Produktpipeline. Des Weiteren exportiert die Raffinerie auf dem Seeweg Heizöl und Propylene in den europäischen Markt und Bitumen auf dem Strassenweg. Die Raffinerie ist mit der britischen Produktpipeline United Kingdom Oil Pipeline – «UKOP» verbunden, die im Auftrag der Aktionäre von der British Pipelines Agency («BPA») betrieben wird und von der Themse bis hoch zu den Midlands verläuft. Über diese Pipeline werden die Terminals in Buncefield (London), Northampton und Kingsbury (Birmingham) versorgt; sie ist darüber hinaus eine wichtige Verbindung zur Lieferung von Flugtreibstoff an den Flughafen London Heathrow. Coryton ist zudem mit dem Government Pipelines and Storage System («GPSS») verbunden, einem regierungseigenen Pipelinesystem, das von der auf Kerosin spezialisierten Oil & Pipelines Agency («OPA») betrieben wird. Traditionsgemäss wird über diese Pipeline die Nachfrage nach Kraftstoffen seitens BP-Flugkunden sowie seitens Dritter für

den Flughafen London Stansted und die Militärflughäfen in East Anglia abgedeckt.

Die im Kaufvertrag für die Coryton-Raffinerie abgeschlossenen Produktvertriebsverträge mit BP bezogen sich 2009 auf je 90 % bis 100 % der Produktion von Benzin bzw. Kerosin und ULSD sowie auf etwa 40 % der Raffinerieproduktion von Gasöl. Der ursprünglich vereinbarte Vertrag endet erst 2012, jedoch verringert sich der Prozentsatz der seitens BP erworbenen Produkte Jahr für Jahr.

*Energie und andere Betriebsmittel*

Der Energiebedarf der Raffinerie Coryton liegt zwischen 45 und 50 Megawatt. Die Raffinerie verfügt über einen Gasturbinengenerator, der etwa 25 Megawatt Elektrizität produziert. Hinzu kommen vier Dampfturbinengeneratoren, die insgesamt rund 10 Megawatt an elektrischer Energie liefern können. Dazu kauft die Raffinerie etwa 10 bis 15 Megawatt von einem Energienetzwerk. Für die Deckung des Dampfbedarfs stehen insgesamt drei Dampfkessel und die zusätzliche Dampferzeugung durch einige Verarbeitungsanlagen zur Verfügung. Der Wasserstoffbedarf ist durch die Produktion vor Ort, durch den kontinuierlichen katalytischen Reformier, gedeckt.

*Tankfassungsvermögen*

Das Tankfassungsvermögen der Raffinerie liegt bei 9,5 Millionen Barrel, wovon 3,9 Millionen Barrel auf die Lagerung von Rohöl und sonstigen Rohstoffen entfallen und 4,0 Millionen Barrel auf die Lagerung von Zwischen- und Fertigprodukten. Zudem verfügt Coryton über eine Tanklagerkapazität von 1,6 Millionen Barrel im Grossterminal.



## Die Raffinerie BRC



Am 31. Mai 2006 haben wir EPH, die Holdinggesellschaft der BRC-Raffinerie, sowie damit verbundene Liefer- und Betriebs-einheiten von Sovereign Holding Limited (Bermuda) erworben. Der Kaufpreis betrug USD 511,2 Millionen (netto) einschliesslich des Betriebskapitals (netto) und der Gebühren. Die BRC-Raffinerie wurde 1968 in Betrieb genommen und verfügt über eine Rohölverarbeitungskapazität von 107'500 bpd. Sie verfügt über eine atmosphärische- und Vakuum-Destillation und zusätzliche Visbreaking Kapazität.

### *Die Raffinerie im Überblick*

Die BRC-Raffinerie befindet sich nördlich des Hafens von Antwerpen, im Zentrum der ARA-Region, auf einem 105 Hektar grossen Gelände. Dieser Betriebsstandort bietet verschiedene Wettbewerbsvorteile, unter anderem den Zugang zu Rohstoffen, die auf Spot-Basis zu den üblichen Benchmarkpreisen des Marktes oder günstiger eingekauft werden können, oder die Möglichkeit, Rohstoffe und Produkte auf dem Seeweg bis nach Nordamerika zu transportieren. In unmittelbarer Nähe der Raffinerie, in der Region um Antwerpen, gibt es neben Märkten für Zwischenprodukte und Fertigerzeugnisse in einem dicht besiedelten Gebiet mit hohem Anteil an Schwerindustrie auch eine Reihe weiterer Raffinerien.

Eine der grössten Stärken der BRC-Raffinerie ist ihre grosse Entschwefelungskapazität, wodurch sie vorwiegend «sour» Rohöl verarbeiten kann, um schwefelarme, leichte Produkte zu erzeugen, darunter Benzin, Naphtha, Heizöl und VGO. Schwefelarme Produkte der Raffinerie halten den von der EU 2009

herausgegebenen Schwefelgrenzwert von 10 ppm für Benzin und Dieselmotorkraftstoff ein. Aufgrund der Tatsache, dass die Benzinkomponenten schwefel- und aromatenarm sind, sind diese äusserst marktfähig, sowohl auf den nordosteuropäischen als auch auf den US-amerikanischen Märkten.

Seit dem Erwerb von BRC haben wir weiterhin an der Umsetzung des laufenden Verbesserungsplans der Raffinerie gearbeitet. Der frühere Eigentümer von BRC investierte in den Jahren 2000 bis 2005 insgesamt USD 124,9 Millionen in die Optimierung der Raffinerie. Dabei handelte es sich u.a. um Modernisierungsprojekte für das Tanklager, die Modernisierung der Instrumentierung und den Bau einer Isomerisierungsanlage, die im Juni 2005 in Betrieb genommen wurde. Die Modernisierung des Tanklagers war eine der Bedingungen, die mit den belgischen Behörden 2001 in Verbindung mit der Betriebserlaubnis der Raffinerie vereinbart wurden. Dieser Vertrag gilt noch bis zum Jahr 2021.

Im Jahr 2007 wurde während einer geplanten Betriebsunterbrechung für Instandhaltungsarbeiten die Vakuum-Destillationsanlage optimiert. Durch dieses Projekt erhöhte sich die Produktion von VGO und Heizöl um 3'100 bpd. Im Laufe des Jahres 2008 wurde die Neuausstattung des Visbreakers abgeschlossen sowie eine neue Wasseraufbereitungsanlage installiert.

Der Nelson Complexity Index von BRC beträgt 4,5.

*Die wichtigsten Verarbeitungsanlagen*

Die folgende Tabelle zeigt die wichtigsten Verarbeitungsanlagen der BRC-Raffinerie, ihre derzeitigen Kapazitäten, das Jahr der Inbetriebnahme sowie das Jahr, in dem zuletzt Um- bzw. Nachrüstungen erfolgt sind:

**Die wichtigsten Verarbeitungsanlagen**

Anlagen	Derzeitige Kapazität <sup>1)</sup>	Jahr der Inbetriebnahme	Um-/Nachrüstung	
Atmosphärische Destillation	1	107'500	1968	2000
Vakuum-Destillation	1	56'000	1973	2007
Naphtha-Hydrotreater	1	26'000	1968	-
Katalytischer Reformier	1	10'000	1968	1999
Isomerisierung (TIP)	1	9'000	2005	-
Destillat-Hydrotreater	1	35'500	1975	1993
Visbreaker	1	23'000	1986	2000
Anlage zur Schwefelrückgewinnung (Tonnen/Tag)	1	55	1980	-

<sup>1)</sup> Barrel pro Tag, wenn nicht anders angegeben.

*Rohstoffe und Liefervereinbarungen*

Die BRC-Raffinerie verarbeitet überwiegend hochschwefelige Rohöle und Rückstände. Sie ergänzt diese mit einer Vielfalt weiterer Rohstoffe und Komponenten, die sie auf dem Spotmarkt erwirbt, um die Bruttomargen der Raffinerie zu optimieren. Die Rohstoffe der BRC-Raffinerie werden vorwiegend von Häfen im baltischen Raum verschifft.

*Produktvertrieb*

Die Produkte der BRC werden an viele unterschiedliche Kunden verkauft, darunter alle grossen petrochemischen Unternehmen und Grosshändler. Zum Verladen der Produkte verfügt BRC über zwei Landungsbrücken. Ein LKW-Ladeterminale mit 18 Verladestationen wird für Produktlieferungen auf dem Strassenweg eingesetzt.

Die Mehrheit ihrer Produkte verkauft BRC auf F.O.B.-Basis. Etwa 70 % der gesamten Produktion wird auf Binnenschiffe verladen, sodass BRC von den höheren Preisen profitiert, die sie auf lokaler Ebene durch den Verkauf auf dem ARA-Inlandmarkt erzielen kann. Einige ihrer Produkte verkauft die Raffinerie auf Entladungsbasis, wie beispielsweise bei Verkäufen in die USA.

Die produzierten Benzine und Benzinmischungen der BRC-Raffinerie werden primär in Binnenschiffgrössen verkauft. Die qualitativ hochwertigen und schwefelarmen Inhaltsstoffe der Benzinkomponenten ermöglichen es, hochwertige Benzinsorten in der Raffinerie herzustellen. Seit 2005 hat die Raffinerie grosse Mengen Benzin und RBOB («Reformulated Blendstock for Oxygenate Blending») nach Nordamerika verkauft.

Ein Grossteil der von der Raffinerie erzeugten Mitteldestillate entfällt auf Heizöl, das – je nach Wirtschaftlichkeit – entweder auf dem lokalen Markt verkauft oder exportiert wird.

BRC beliefert nicht nur Nordwesteuropa in grossem Umfang mit Vakuumgasöl, sondern exportiert auch bedeutende Mengen VGO auf Tankschiffen an die Ost- bzw. Golfküste der USA, wo es als Einsatzprodukt für das Fluid Catalytic Cracken («FCC») oder das Hydrocracken genutzt wird.

Der grösste Teil der schweren Brennstoffe wird von BRC an Gesellschaften zum Vertrieb von Bunkeröl im Hafen von Antwerpen verkauft, einem der verkehrsreichsten Häfen in Europa.

*Energie und andere Betriebsmittel*

Der durchschnittliche Energiebedarf der BRC-Raffinerie liegt zwischen 12,5 und 15 Megawatt, die aus dem Energienetz bezogen werden. Der in der Raffinerie benötigte Dampf wird von zwei Dampfkesseln vor Ort produziert. Auch Wasserstoff wird am Betriebsstandort selbst erzeugt, ergänzt durch Zukäufe bei lokalen Anbietern.

*Tankfassungsvermögen*

Die BRC-Raffinerie kann 1,8 Millionen Barrel Rohöl lagern und 3,8 Millionen Barrel Fertig- oder Zwischenprodukte.

## Die Raffinerie Petit Couronne



Am 31. März 2008 haben wir die Raffinerie Petit Couronne zusammen mit der Raffinerie Reichstett von Shell erworben. Der Kaufpreis für die beiden Raffinerien betrug insgesamt USD 810,9 Millionen (netto) einschliesslich des Betriebskapitals (netto) und der Gebühren. Die Raffinerie Petit Couronne wurde 1929 in Betrieb genommen und hat eine Rohölverarbeitungskapazität von 161'800 bpd. Sie verfügt über eine atmosphärische Destillation/Vakuum-Destillation, einen Visbreaker, und einen thermischen und katalytischen Cracker. Darüber hinaus kann sie Bitumen und Schmieröl produzieren.

### *Die Raffinerie im Überblick*

Die Raffinerie Petit Couronne befindet sich auf einem 225 Hektar grossen Gelände in der Nähe von Rouen, etwa 130 Kilometer nordwestlich von Paris, an der Seine. Zwei der wichtigsten Vorteile der Raffinerie sind ihre günstige Lage in der Nähe des regionalen Marktes um Paris sowie ihre Flexibilität, als traditionelle Raffinerie nicht nur Kraftstoffe, sondern auch Schmierstoffe herstellen zu können.

Mitte der fünfziger Jahre wurde ein Programm aufgelegt, um die Kapazität der Raffinerie zu erhöhen. Dieses Programm umfasste den Bau einer Anlage zum katalytischen Cracken im Jahr 1955 sowie einer neuen Destillationsanlage für Rohöl («CDU») 1958 und – im gleichen Jahr – den Beginn der Herstellung von Basisölen in einer neu errichteten Anlage zur Furfurolgewinnung.

Von 1971 bis 1979 wurde die Produktionskapazität des Betriebsstandortes Petit Couronne mit einer Anlage zur Herstellung von Basisölen nochmals erweitert, und neben einer neuen CDU wurden auch eine Wasserstoffentschwefelungsanlage («HDS») und ein Platformer gebaut. Alle diese Anlagen sind noch heute in Betrieb.

In den 1990er Jahren folgten weitere Investitionen infolge strengerer Umweltrichtlinien: Zu den wichtigsten gehörte die Errichtung einer neuen Anlage zur Schwefelrückgewinnung («SRU») im Jahr 1993, gefolgt von einer zweiten SRU im Jahr 2005. Die schwefelarmen Produkte der Raffinerie erfüllen die Auflage der EU, die ab 2009 den maximalen Schwefelwert für Benzin und Dieselmotorkraftstoff auf 10 ppm festsetzt.

Der Nelson Complexity Index von Petit Couronne beträgt 7,3.

### *Die wichtigsten Verarbeitungsanlagen*

Die folgende Tabelle zeigt die wichtigsten Verarbeitungsanlagen der Raffinerie Petit Couronne, ihre derzeitigen Kapazitäten, das Jahr der Inbetriebnahme sowie das Jahr, in dem zuletzt Um- bzw. Nachrüstungen erfolgt sind:

**Die wichtigsten Verarbeitungsanlagen**

Anlagen	Derzeitige Kapazität <sup>1)</sup>	Jahr der Inbetriebnahme	Um-/Nachrüstung	
Atmosphärische Destillation	1	161'800	1974	-
Vakuum-Destillation <sup>2)</sup>	3	128'100	1958–1974	-
Fluid Catalytic Cracking (FCC)	1	24'700	1955	1994
Katalytischer Reformier	1	29'800	1974	-
Gasöl-Entschwefelung	1	39'700	1974	-
Naphtha-Hydrotreater	1	56'600	1974	-
Anlage zur Herstellung von Wasserstoff (Tonnen/Tag)	1	30	1971	2000
Visbreaker	1	12'700	1934	-
Schwefelrückgewinnung (Tonnen/Tag)	3	289	1993–2005	-
Hydrotreater für Schmieröle	2	12'205	1972–1977	-
Entwachsungsanlage	2	12'050	1972–1977	-
Hydrofinishinganlage («HFU»)	1	2'885	1974	-
Furfurolverwertung	2	4'563	1959	-
Propan-Deasphalter	1	6'200	1972	-
Bitumen-Produktion (Tonnen/Tag)	2	2'550	1962	-

<sup>1)</sup> Barrel pro Tag, wenn nicht anders angegeben.

<sup>2)</sup> Einschliesslich eines Vakuum-Flash-Tower (5'400 bpd).

*Rohstoffe und Liefervereinbarungen*

Die Raffinerie Petit Couronne kann eine Reihe «sour» und «sweet» Rohöle verarbeiten. Das Rohöl wird aus unterschiedlichsten Regionen bezogen – dem Mittelmeerraum, der Ostsee, Afrika sowie der Nordsee. Die Lieferung erfolgt im Wesentlichen durch das Terminal in Le Havre und anschliessend durch eine 70 Kilometer lange, im Besitz von Petroplus stehende Pipeline.

*Produktvertrieb*

Die Raffinerie Petit Couronne ist mit 5,5 % an der Société des Transports Pétroliers par pipeline («TRAPIL») beteiligt. Durch die TRAPIL-Pipeline wird die Mehrzahl der leichteren Produkte der Raffinerie – wie beispielsweise schwefelarme Kraftstoffe – transportiert. Die Pipeline ist mit mehreren Terminals verbunden, die den Grossraum Paris beliefern.

Petit Couronne liefert den grössten Teil ihrer Kraftstoffe an Grosskunden im Nordwesten Frankreichs einschliesslich der Gegend um Paris. Die Produkte werden per Pipeline, Schiene, Schiff und LKW vom benachbarten Grossterminal der Raffinerie aus versandt. Darüber hinaus verschifft die Raffinerie weitere Produkte, Basisöle und Bitumen auf dem Strassen- und dem Seeweg.

Für das Jahr 2009 haben Petroplus und Shell Verträge über die Abnahme verschiedener Produkte zu Marktpreisen abgeschlossen. Die Abnahmeverträge beziehen sich auf rund 95 %

bis 100 % der 2009 in der Raffinerie produzierten Schmieröle und Bitumenprodukte sowie 50 % der erzeugten Kerosinmengen und auf rund 20 % der Produktion von Benzin und Benzinzwischenprodukten. Der Vertrag über die Abnahme von Kerosin endete per 31. Dezember 2009. Die übrigen Verträge haben Laufzeiten von drei bis fünf Jahren, wobei sich die Abnahmemengen bis zum Laufzeitende jährlich reduzieren.

*Energie und andere Betriebsmittel*

Der durchschnittliche Elektrizitätsbedarf der Petit Couronne-Raffinerie beträgt rund 45 Megawatt. Bis zu 75 % dieses Bedarfs kann die Raffinerie mit Hilfe ihrer drei Dampfturbinengeneratoren decken. Etwa 22 Megawatt kauft sie von einem Energienetzwerk zu. Ihren Bedarf an Hochdruckdampf deckt Petit Couronne mit vier Dampfkesseln und einem FCC-CO-Boiler (FCC-Carbonic-Oxide/FCC-Carbon-Monoxide). Die Produktion des katalytischen Reformers ergänzend, wird der Wasserstoffbedarf der Raffinerie mit Hilfe einer betriebseigenen Wasserstoffanlage vor Ort erzeugt.

*Tankfassungsvermögen*

Die Lagerkapazität der Raffinerie beträgt 12,3 Millionen Barrel, wovon 4,7 Millionen Barrel auf Rohöl und sonstige Rohstoffe entfallen und 7,6 Millionen Barrel auf Zwischenprodukte und Fertigerzeugnisse. Darüber hinaus mietet Petroplus Tanks im Rohölterminal von Le Havre mit einer Lagerkapazität von rund 2,9 Millionen Barrel.

## Die Raffinerie Ingolstadt



Am 31. März 2007 haben wir die Raffinerie Ingolstadt von Exxon erworben. Der Kaufpreis betrug USD 694,8 Millionen (netto) einschliesslich des Betriebskapitals (netto) und der Gebühren. Die Raffinerie wurde 1963 in Betrieb genommen und verfügt über eine Rohölverarbeitungskapazität von 110'000 bpd. Sie verfügt über zwei separate Rohölverarbeitungswege mit atmosphärischer Destillation/Vakuum-Destillation und einer FCC-Anlage.

### *Die Raffinerie im Überblick*

Die Raffinerie befindet sich in Ingolstadt in Deutschland, auf einem rund 128 Hektar grossen Gelände, etwa 80 Kilometer nördlich von München. Exxon nahm den Betriebsstandort Ingolstadt 1963 als Hydroskimming-Raffinerie in Betrieb, um die damals entstehende Industrielandschaft im Süden Deutschlands mit Transportkraftstoffen zu beliefern. Im Jahr 1969 wurde die Ingolstadt-Raffinerie durch die Errichtung einer FCC-Anlage zu einer Raffinerie für katalytisches Cracken.

Nach Informationen von Exxon investierte das Unternehmen in den Jahren 2000 bis 2005 rund USD 111 Millionen in die Modernisierung dieses Betriebsstandortes. Von 2000 bis 2003 rüstete Exxon dort eine Wasserstoffanlage, einen Splitter für Cracked-Naphtha und weitere Anlagenoptimierungen nach, um den deutschen Richtlinien entsprechend den Schwefelgehalt der Benzin- und Dieselkraftstoffe zu senken. Dies geschah noch vor dem Inkrafttreten des europäischen Auto-Öl-II-Standards ab dem Jahr 2009.

Der Nelson Complexity Index der Raffinerie Ingolstadt beträgt 7,3.

*Die wichtigsten Verarbeitungsanlagen*

Die folgende Tabelle zeigt die wichtigsten Verarbeitungsanlagen der Ingolstadt-Raffinerie, ihre derzeitigen Kapazitäten, das Jahr der Inbetriebnahme sowie das Jahr, in dem zuletzt Um- bzw. Nachrüstungen erfolgt sind:

Die wichtigsten Verarbeitungsanlagen	Anlagen	Derzeitige Kapazität <sup>1)</sup>	Jahr der Inbetriebnahme	Um-/Nachrüstung
Atmosphärische Destillation	2	110'000	1963	-
Vakuum-Destillation	2	40'159	1963	1999
Diesel-Hydrotreater	2	28'700	1977	2008
Heizöl-Hydrotreater	1	19'600	1991	2007
Katalytischer Reformier	1	19'600	1963	1993
Isomerisierung	1	9'000	1991	2008
Fluid Catalytic Cracking Anlage (FCC)	1	29'000	1969	2005
Anlage zur Schwefelrückgewinnung (Tonnen/Tag)	1	68	1963	1989
Wasserstoffanlage (Tonnen/Tag)	1	27	2003	-
Naphtha-Hydrotreater	1	37'700	1963	1999
Kerosin-Hydrotreater	1	20'400	1963	1993
Propylen-Splitter	1	3'000	1989	-
Bitumen-Produktion (Tonnen/Tag)	1	1'300	1963	-

<sup>1)</sup> Barrel pro Tag, wenn nicht anders angegeben.

*Rohstoffe und Liefervereinbarungen*

Die Raffinerie Ingolstadt kann eine Reihe «sweet» Rohöle einsetzen. Sie verarbeitet im Durchschnitt 80% Rohöl aus dem Gebiet um das Kaspische Meer und kann zudem auch «medium» und einige «heavy» Rohöle verarbeiten. Letztere werden zur Produktion von Bitumen eingesetzt, vorwiegend in der Zeit, wenn in Deutschland und Österreich vermehrt Strassenbelagsarbeiten durchgeführt werden.

Ihr gesamtes Rohöl bezieht die Raffinerie Ingolstadt aus Italien, direkt aus dem Hafen von Triest, über einen etwa 465 Kilometer langen Teilabschnitt des transalpinen Pipelinesystems («TAL»).

*Produktvertrieb*

Im Wesentlichen konzentriert sich die Raffinerie Ingolstadt auf die Produktion hochwertiger Mitteldestillate, darunter ultraschwefelarme Dieselmotorkraftstoffe («ULSD»), Gasöl und Kerosin sowie – in geringerem Umfang – verschiedene Ottokraftstoffe.

Von der Gesamtproduktion der Raffinerie wird der Grossteil derzeit in Deutschland und Österreich abgesetzt. Dank ihres Standorts in einem durch intensive Nachfrage geprägten Markt kann die Raffinerie Preisvorteile gegenüber den ARA-Referenzpreisen für Benzin, Kerosin und Destillaten erzielen.

Ungefähr die Hälfte des Gesamtdurchsatzes der Raffinerie Ingolstadt wird den Kunden auf der Schiene angeliefert, die andere Hälfte per LKW. Die Bahnbeladestation der Raffinerie hat eine Kapazität von 27,8 Millionen Barrel pro Jahr. Dank einer eigenen Bahnlinie für die Anlieferung von Rohstoffen ist die Raffinerie höchst flexibel, was die Weiterverarbeitung von Misch- und Biokomponenten wie FAME oder Bio-Ethanol anbelangt. Die LKW-Verladung der Raffinerie besteht aus 17 Stationen mit einer Ladekapazität von jährlich bis zu 10,5 Millionen Barrel für Benzin, 11,3 Millionen Barrel für Destillate, 2,3 Millionen Barrel für Flüssiggas («LPG») und 4,4 Millionen Barrel für Bitumen und schweres Heizöl. Zudem kann über eine Pipeline Brennstoff an ein nahegelegenes Kraftwerk geliefert werden.

In Verbindung mit dem Erwerb der Raffinerie Ingolstadt haben wir mit der ESSO Deutschland GmbH («Esso») in Bayern einen auf fünf Jahre befristeten Abnahmevertrag für beträchtliche Mengen an Benzin, ULSD und Kerosin abgeschlossen. Die Lieferungen im Rahmen dieses Abnahmevertrags machten im Jahr 2009 jeweils etwa 25% bis 30% der Benzin- und der ULSD-Produktion der Raffinerie aus sowie 50% ihrer Kerosinproduktion. Der Abnahmevertrag endet am 31. Dezember 2011.

Das von der Raffinerie Ingolstadt hergestellte Heizöl wird auf dem Spotmarkt über Wiederverkäufer mit und ohne Markennamen verkauft. Petroplus Bayern, eine Gesellschaft, die wir im Rahmen der Akquisition ebenfalls gekauft haben, ist als Marken-Wiederverkäufer tätig.

Die Flüssiggas- und Schweröl-Erzeugnisse der Raffinerie werden im Wesentlichen direkt an Endverbraucher in und um Bayern verkauft, der übrige Teil der Produktion geht an Wiederverkäufer oder wird nach Osteuropa bzw. in die ARA-Region exportiert. Die Bitumenproduktion wird hauptsächlich an einen Grosskunden verkauft.

#### *Energie und andere Betriebsmittel*

Der durchschnittliche Elektrizitätsbedarf der Raffinerie Ingolstadt beträgt rund 25 Megawatt. Die Raffinerie kann ihren Elektrizitätsbedarf nahezu vollständig selbst decken und gewinnt auch den Grossteil des benötigten Dampfes selbst (aus Raffineriegas). Sie verfügt über zwei Turbinen mit einer maximalen elektrischen Bruttoleistung von 7,5 Megawatt und eine Entspannungsturbine mit einer Leistung von 11 Megawatt. Den verbleibenden Strombedarf kauft die Raffinerie zu. Bis zu 25 Megawatt kann sie von einem lokalen Energieanbieter beziehen. Für die Dampferzeugung ist die Raffinerie mit einem FCC-CO-Boiler und zwei Dampfkesseln ausgestattet. Der gesamte Wasserstoffbedarf der Raffinerie wird, ergänzend zu den übrigen vor Ort vorhandenen Ressourcen, durch die Produktion der betriebseigenen Wasserstoffanlage gedeckt. Da die Raffinerie Erdgas über eine nahe gelegene Hochdruckleitung beziehen kann, ist sie hinsichtlich der Rohstoffversorgung ihres Kraftwerks und der Wasserstoffanlage äusserst flexibel aufgestellt.

#### *Tankfassungsvermögen*

Die Raffinerie Ingolstadt verfügt über Lagerkapazitäten von 1,0 Millionen Barrel für Rohöl und über 5,9 Millionen Barrel für Fertig- bzw. Zwischenprodukte.

## Die Raffinerie Reichstett



Am 31. März 2008 haben wir die Raffinerie Reichstett zusammen mit der Raffinerie Petit Couronne von Shell erworben. Der Kaufpreis für die beiden Raffinerien betrug insgesamt USD 810,9 Millionen (netto) einschliesslich des Betriebskapitals (netto) und der Gebühren. Die Raffinerie Reichstett wurde 1963 in Betrieb genommen und verfügt über eine Rohölverarbeitungskapazität von 84'800 bpd. Sie verfügt über eine atmosphärische Destillation/Vakuum-Destillation, einen Visbreaker sowie einen thermischen und katalytischen Cracker.

### *Die Raffinerie im Überblick*

Die Raffinerie befindet sich auf einem 650 Hektar grossen Gelände in der Nähe von Strassburg im Elsass und etwa 5 Kilometer vom Rhein entfernt. Vor ihrer Modernisierung im Jahr 1983 war sie zunächst als einfache Hydroskimming-Raffinerie in Betrieb, bis im Zuge des Umbaus eine FCC-Anlage und weitere neue Betriebseinrichtungen wie eine Gasturbine und ein zweiter Dampfkessel hinzukamen. Im Jahr 1996 wurde die Anlage zur Gasölentschwefelung modernisiert und produzierte zunächst Dieselkraftstoff mit maximal 50 ppm Schwefelgehalt. Heute halten die schwefelarmen Produkte der Raffinerie den von der EU 2009 herausgegebenen Schwefelgrenzwert von 10 ppm für Benzin und Dieselkraftstoff ein.

Die Raffinerie Reichstett ist in einem Inlandmarkt positioniert und profitiert von den wirtschaftlich attraktiven Rohöllieferungen aus der Mittelmeerregion, die sie über die Pipeline der Société du Pipeline Sud Européen («SPSE») bezieht, ebenso wie von ihrem logistischen Standortvorteil in Bezug auf ultraschwefelarme Dieselprodukte («ULSD») und Heizöl.

Der Nelson Complexity Index der Raffinerie Reichstett beträgt 5,3.



### Die wichtigsten Verarbeitungsanlagen

Die folgende Tabelle zeigt die wichtigsten Verarbeitungsanlagen der Raffinerie Reichstett, ihre derzeitigen Kapazitäten, das Jahr der Inbetriebnahme sowie das Jahr, in dem zuletzt Um- respektive Nachrüstungen erfolgt sind:

#### Die wichtigsten Verarbeitungsanlagen

Anlagen	Derzeitige Kapazität <sup>1)</sup>	Jahr der Inbetriebnahme	Um-/Nachrüstung	
Atmosphärische Destillation	1	84'800	1963	-
Vakuum-Destillation <sup>2)</sup>	2	50'600	1983	-
Naphtha-Hydrotreater	1	27'000	1963	-
Gasöl-Entschwefelung	1	23'500	1963	1996
Katalytischer Reformier	1	16'900	1963	-
Katalytischer Cracker	1	15'800	1983	-
Visbreaker	1	11'900	1963	-
Thermische Gasölanlage	1	8'800	1963	-
Claus-Anlage (Tonnen/Tag)	2	108	1963	1994

<sup>1)</sup> Barrel pro Tag, wenn nicht anders angegeben.

<sup>2)</sup> Einschliesslich eines Vakuum-Flash-Tower (12'600 bpd).

### Rohstoff- und Liefervereinbarungen

Ihr Rohöl bezieht die Raffinerie überwiegend aus dem Mittelmeer, Afrika, der Ostsee, dem Nahen Osten und der Nordsee. Das Rohöl wird am französischen Mittelmeer-Terminal Fos-sur-Mer umgeschlagen und von dort aus über die SPSE-Pipeline an die Raffinerie geliefert. Über dasselbe Terminal und dieselbe Pipeline wird auch die Raffinerie Cressier versorgt.

### Produktvertrieb

Die Produkte werden primär per LKW in den regionalen Markt der Raffinerie geliefert. Des Weiteren verfügt die Raffinerie über Produktpipelines und Anbindungen an den Rhein für den Vertrieb auf Binnenschiffen. Sie besitzt ausserdem ein LKW-Terminal mit 27 Verladestationen. Über eine Pipeline ist die Raffinerie mit einer betriebsfremden Flüssiggasabfüllanlage verbunden, in der beide handelsüblichen LPG-Sorten, Propan und Butan, in Flaschen abgefüllt oder auf Tankwagen (für die Strasse und die Schiene) verladen werden. Die LPG-Anlage befindet sich auf einem Grundstück, das Petroplus gehört und vom Eigentümer der Anlage gepachtet wird. Die Raffinerie ist mit einem Rheinterminal über drei jeweils acht Kilometer lange, eigene Pipelines verbunden, die Benzin, Mitteldestillate und schweres Heizöl transportieren. Die Installationen des Verladeterminals, darunter zwei Landungsbrücken für die gleichzeitige Be- und Entladung von bis zu vier Schiffen, sind im Eigentum von Petroplus.

Im Zusammenhang mit dem Erwerb der Raffinerie Reichstett hat Petroplus mit Shell Abnahmeverträge zu Marktpreisen abgeschlossen, die sich auf 90 % bis 100 % des in der Raffinerie erzeugten Bitumens, rund 50 % des Kerosins und etwa 20 % der Produktion von Benzin und Benzinzwischenprodukten beziehen. Der Vertrag über die Abnahme von Kerosin endete per 31. Dezember 2009. Die übrigen Verträge haben Laufzeiten von vier bis fünf Jahren, wobei sich die Abnahmengen bis zum Laufzeitende jährlich reduzieren.

### Energie und andere Betriebsmittel

Der durchschnittliche Elektrizitätsbedarf der Raffinerie beträgt rund 17 Megawatt. Etwa 40 % davon erzeugt die Raffinerie mit einer Gasturbine, die mit Raffineriegas läuft, selbst. Die übrigen 60 % werden im Rahmen eines langfristigen Vertrages, der 2010 endet, von einem externen Anbieter bezogen.

### Tankfassungsvermögen

Die Lagerkapazität der Raffinerie beträgt rund 8 Millionen Barrel, wovon 1,5 Millionen Barrel auf Rohöl und sonstige Rohstoffe entfallen und 6,5 Millionen Barrel auf Zwischenprodukte und Fertigerzeugnisse.

## Die Raffinerie Cressier



Im Mai 2000 haben wir die Raffinerie Cressier von Shell Schweiz erworben. Sie wurde von Shell 1966 in Betrieb genommen und verfügt über eine Rohölverarbeitungskapazität von 68'000 bpd. Bei ihr handelt es sich um eine Raffinerie mit integrierter atmosphärischer Destillation/Vakuum-Destillation, einem Visbreaker und einem thermischen Cracker.

### *Die Raffinerie im Überblick*

Die Raffinerie Cressier ist eine von nur zwei Schweizer Raffinerien und befindet sich auf einem 74 Hektar grossen Gelände im Kanton Neuenburg in der Westschweiz. Im Jahr 2009 produzierte Cressier rund 20% des Gesamtvolumens aller in der Schweiz verkauften Raffinerieprodukte. Rund 65% der Gesamtnachfrage nach Raffinerieprodukten in der Schweiz wurden 2009 importiert, im Wesentlichen per Schiene und über den Rhein sowie über Pipelines. Bei sehr hohen oder sehr niedrigen Wasserständen oder einer hohen Nachfrage nach Raffinerieprodukten entlang des Rheins können die Transportkosten beträchtlich ansteigen. Daher und aufgrund ihrer Lage in einem Nischeninlandmarkt profitiert die Raffinerie Cressier von einem natürlichen Margenvorteil gegenüber ihren Konkurrentinnen aus Deutschland und den Niederlanden, die ebenfalls auf den Schweizer Markt drängen.

Eine weitere Stärke von Cressier besteht darin, dass sie mit ihren Anlagen zum thermischen Cracken und Visbreaking schwere Vakuumgasöle («VGO») und schweres Heizöl zu höherwertigeren, niedrig-schwefeligen Produkten wie ultraschwefelarmem Dieselkraftstoff («ULSD») und Heizöl verarbeiten kann. Die Benzin- und Dieselkraftstoffproduktion der Raffinerie hält den in der Schweiz und von der EU seit 2009 vorgeschriebenen Schwefelgrenzwert von maximal 10 ppm sowie den Schwefelgrenzwert für Heizöl von 1'000 ppm ein. Durch die Inbetriebnahme einer Wasserstoffanlage Ende 2004, die auf dem Gelände der Raffinerie von einer Fremdfirma betrieben wird, erfüllt die Raffinerie die Spezifikationen der Europäischen Kommission wie in deren Programm Auto-Öl-II definiert.

Der Nelson Complexity Index der Raffinerie Cressier beträgt 6,4.

*Die wichtigsten Verarbeitungsanlagen*

Die folgende Tabelle zeigt die wichtigsten Verarbeitungsanlagen der Raffinerie Cressier, ihre derzeitigen Kapazitäten, das Jahr der Inbetriebnahme sowie das Jahr, in dem zuletzt Um- bzw. Nachrüstungen erfolgt sind:

**Die wichtigsten Verarbeitungsanlagen**

Anlagen	Derzeitige Kapazität <sup>1)</sup>	Jahr der Inbetriebnahme	Um-/Nachrüstung	
Atmosphärische Destillation	1	68'000	1966	2007
Vakuum-Destillation	1	37'000	1966	2007
Thermisches Cracken	1	12'150	1966	2005
Visbreaker	1	10'800	1966	2005
Katalytischer Reformer	1	16'400	1966	1986
Naphtha-Hydrotreater	1	27'700	1966	2005
Kerosin-Hydrotreater	1	9'400	1966	2001
Gasöl-Hydrotreating	1	29'600	1993	-
Isomerisierung	1	7'500	1976	1996
Schwefelrückgewinnung (Tonnen/Tag)	1	25	1966	1988

<sup>1)</sup> Barrel pro Tag, wenn nicht anders angegeben.

*Rohstoffe und Liefervereinbarungen*

Die Cressier-Raffinerie kann «sweet» Rohöle und ein kleineres Volumen an «sour» Rohölen verarbeiten. Derzeit wird das Rohöl für Cressier auf den Spotmärkten und, wenn auch in geringem Umfang, im Rahmen kurzfristiger Lieferverträge bezogen.

Das Rohöl gelangt zunächst per Schiff nach Fos-sur-Mer in Südfrankreich, von wo es über die SPSE-Pipeline zum Depot im französischen Gennes geliefert wird. Von dort erhält es die Raffinerie über die Pipelines der Société Française du Pipeline du Jura («SFPLJ») und der Oléoduc du Jura Neuchâtelois S.A. («OJNSA»). Petroplus ist zu 100 % an der SFPLJ-Pipeline beteiligt (von der Verbindung mit der SPSE-Pipeline bis zur französisch-schweizerischen Grenze) und zu 80 % an der OJNSA-Pipeline (von der französisch-schweizerischen Grenze bis zur Raffinerie Cressier). Das Recht auf Nutzung der SPSE-Pipeline ist im Rahmen eines auf 25 Jahre angelegten Verarbeitungsvertrages mit SPSE geregelt.

*Produktvertrieb*

Der Grossteil der Produktion wird an grosse Mineralölgesellschaften, Vertriebspartner, Industriekunden und Tankstellen verkauft. Das in der Raffinerie produzierte Benzin wird überwiegend im Rahmen von Verträgen mit einer Laufzeit von einem Jahr verkauft, der verbleibende kleinere Teil wird auf Spotmarkt-Basis vertrieben.

Das Unternehmen verfügt über eine LKW-Verladung und Vorrichtungen für die Beladung von Tankwaggons. Darüber hinaus hat die

Raffinerie auch folgende Tankdepots: Birsfelden, von wo aus die Nordschweiz – einschliesslich der Region Basel – beliefert wird; eine Beteiligung von 32 % an einem Depot in Genf, das die Südwestschweiz versorgt; Niederhasli, das die nördliche Schweiz um Zürich beliefert, und Rothenburg, von wo aus die Zentralschweiz und die Region um Luzern versorgt werden. Das Depot Birsfelden verfügt über eine Ladekapazität von 630'000 Barrel und über Vorrichtungen für die Be- und Entladung von Schiffen, die zwischen dem Tanklager und der ARA-Region verkehren.

Die in Cressier produzierten Mitteldestillate werden in der Schweiz verkauft.

*Energie und andere Betriebsmittel*

Der durchschnittliche Elektrizitätsbedarf der Raffinerie beträgt rund 14 Megawatt und wird von einem externen Anbieter mit Strom versorgt. Wasserstoff bezieht die Raffinerie ebenfalls extern, im Rahmen eines auf 15 Jahre befristeten Liefervertrags, der 2019 endet.

*Tankfassungsvermögen*

Die gesamte Rohöllagerkapazität von Cressier beträgt 2,1 Millionen Barrel. Die Lagertanks vor Ort haben eine Kapazität von 480'000 Barrel, das Depot in Gennes steuert weitere 630'000 Barrel Lagerkapazität bei. Ausserdem verfügt die Raffinerie über die Möglichkeit, zusätzlich 945'000 Barrel im SPSE-Terminal in Fos-sur-Mer zu lagern. Die Lagertanks für Produkte auf dem Gelände der Raffinerie Cressier haben eine Gesamtkapazität von 2,7 Millionen Barrel.

## Übrige

### Die Anlage Teesside



Im Dezember 2000 haben wir die Raffinerie Teesside erworben. Die Raffinerie wurde von Phillips Imperial Petroleum Ltd. 1966 in Betrieb genommen und verfügte über eine Gesamtverarbeitungs-kapazität von 117'000 bpd. Aufgrund der ungünstigen Marktentwicklung und der für die Weiterführung des Betriebs notwendigen Investitionsausgaben entschied Petroplus im vierten Quartal 2009, den Raffineriebetrieb aufzugeben und den Betriebsstandort Teesside in eine Vertriebs- und Lagerstätte umzuwandeln. Dieser Prozess wird voraussichtlich Ende 2010 abgeschlossen sein.

#### *Der Betriebsstandort im Überblick*

Der Betrieb befindet sich auf einem 40 Hektar grossen Gelände an der Nordostküste Englands. Zu den Raffinerieanlagen gehören eine Rohöldestillationsanlage, ein Hydrotreater für Destillate sowie Tank- und Lieferanlagen. In der Rohöldestillationsanlage wurde seit jeher Ekofisk-Rohöl verarbeitet, das die Raffinerie über eine Pipeline vom nahe gelegenen Versorgungspunkt in der Nordsee bezog.

Das in Teesside ansässige britische Mineralölhandelsnetz verfügt über etablierte Vertriebswege, um die Produkte an den Kunden auszuliefern. Die Mitteldestillate einschliesslich ULSD, Heizöl und Kerosin werden vorrangig im Nordosten Grossbritanniens vertrieben und per LKW und Schiene geliefert.

#### *Tankfassungsvermögen*

Die Gesamtlagerkapazität des Betriebsstandorts Teesside beträgt 2,4 Millionen Barrel. Das Rohöl kann in den unterirdischen Salzstöcken der benachbarten petrochemischen Anlage SABIC gelagert werden, die eine Gesamtkapazität von 1,5 Millionen Barrel aufweisen, oder in den Rohöllagertanks der Raffinerie, die ein Fassungsvermögen von insgesamt 0,9 Millionen Barrel haben.

Die gesamte Produktlagerkapazität am Betriebsstandort Teesside beläuft sich auf 1,9 Millionen Barrel. Die Produktlagertanks auf dem Gelände der Raffinerie haben eine Kapazität von 1,7 Millionen Barrel. Weitere Produktlagertanks mit einer Kapazität von 0,2 Millionen Barrel befinden sich bei den Verladevorrichtungen für den LKW- und Schienentransport.

# Geschäfts- und Finanzbericht

## Erörterung und Analyse der Finanzlage und des Geschäftsergebnisses durch das Management

Die folgende Erörterung und Analyse ist abgeleitet von der Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG und deren Anhang sowie weiteren Informationen, welche an anderer Stelle in diesem Geschäftsbericht 2009 enthalten sind, und sollte im Zusammenhang mit diesen gelesen werden. Die folgende Erörterung unserer Finanzlage und des Geschäftsergebnisses enthält zukunftsgerichtete Aussagen, die sich auf Annahmen hinsichtlich künftiger Geschäftsentwicklungen stützen. Infolge vieler Faktoren einschliesslich der Risiken, die im Abschnitt «Geschäfts- und branchenbezogene Risiken» in diesem Geschäftsbericht 2009 dargelegt sind, können unsere tatsächlichen Ergebnisse stark von den Annahmen solcher zukunftsgerichteter Aussagen abweichen.

### Das Unternehmen Petroplus

Die Petroplus Holdings AG mit ihren Tochtergesellschaften («die Gesellschaft», «der Konzern», «das Unternehmen», «wir», «uns» oder «Petroplus») ist europaweit der grösste unabhängige Raffineriebetreiber und Grosshändler von Erdölprodukten. Wir konzentrieren uns auf die Refination und besitzen und betreiben gegenwärtig sechs Raffinerien in ganz Europa, insbesondere in Grossbritannien, Belgien, Frankreich, Deutschland und der Schweiz. Die sechs Raffinerien verfügen über eine Verarbeitungskapazität von 752'000 Barrel pro Tag («bpd»). Wir besitzen darüber hinaus eine Vertriebs- und Lagerstätte in Grossbritannien. Wir verkaufen unsere raffinierten Mineralölprodukte an Vertriebsunternehmen und Endkunden, in erster Linie in Grossbritannien, Frankreich, Deutschland, der Schweiz und den Beneluxländern sowie auf dem internationalen Spotmarkt.

### Die Vergleichbarkeit beeinflussende Faktoren

#### Wandelanleihen

Wandelanleihe über USD 150,0 Millionen, 4,0 %, fällig 2015 («WA 2015»)

Die Petroplus Finance Ltd., eine Tochtergesellschaft, hat am 16. Oktober 2009 eine erstrangige gesicherte Wandelanleihe mit Fälligkeit im Jahr 2015 in Höhe von US-Dollar («USD») 150,0 Millionen ausgegeben. Die Anleihe ist durch die Gesellschaft sowie bestimmte Tochtergesellschaften gesichert. Der festgelegte Preis für die Umwandlung in Stammaktien beträgt CHF 30.61 je Aktie. Die WA 2015 wird mit einem Zinssatz von 4,0 % per annum verzinst.

Wandelanleihe über USD 500,0 Millionen, 3,375 %, fällig 2013 («WA 2013»), am 16. Oktober 2009 zurückgekauft

Am 12. Oktober 2009 kündigte Petroplus den erfolgreichen Ausgang des Zeichnungsangebots zum Rückkauf unserer 3,375 % WA 2013 über USD 500,0 Millionen mit Fälligkeit im Jahr 2013 an. Am 16. Oktober 2009 wurden die WA 2013 zum Nominalwert von USD 500,0 Millionen zuzüglich der aufgelaufenen Zinsen zurückgezahlt.

#### Unternehmensanleihe

Unternehmensanleihe von USD 400,0 Millionen zu 9,375 % mit Fälligkeit 2019 («UA 2019»)

Am 17. September 2009 emittierte die Petroplus Finance 3 Limited, Bermuda, eine nicht eingeschränkte Tochtergesellschaft des Unternehmens, Unternehmensanleihe im Wert von USD 400,0 Millionen zu einem Zinssatz von 9,375 % und einer Laufzeit bis 2019 zu einem Emissionspreis von 98,42 %, was einer Rendite von 9,625 % entspricht.

Nach dem erfolgreichen Ausgang des Zeichnungsangebots und der darauffolgenden Tilgung der WA 2013, übernahm Petroplus Finance Limited die Verpflichtungen der Petroplus Finance 3 Limited für die UA 2019. Die Gesellschaft und einige ihrer Tochtergesellschaften wurden Garantiegeber der UA 2019 und Petroplus Finance 3 Limited wurde von allen Verpflichtungen bezüglich der UA 2019 befreit.

#### Bezugsrechtsemission und internationales Zeichnungsangebot

Im Laufe des Monats September 2009 beendete die Gesellschaft eine Bezugsrechtsemission und ein internationales Zeichnungsangebot, indem sie 17'265'058 neue Namenaktien aus vorhandenem genehmigtem Aktienkapital ausgab. Die bestehenden Aktionäre waren berechtigt, jeweils eine Aktie für je vier gehaltene Aktien zum Zeichnungspreis von CHF 16.90

je Aktie zu beziehen. Der Handel mit den neuen Aktien begann am 22. September 2009. Der Bruttoerlös belief sich auf USD 284,2 Millionen vor Kosten für die Ausgabe von Aktien in der Höhe von USD 12,2 Millionen.

### Aktienbasierte Vergütungen

Im ersten Quartal 2008 beschloss unser damaliger Chief Executive Officer, Robert J. Lavinia, insgesamt 350'000 Optionen verwirken zu lassen, die ihm 2007 gewährt worden waren. Darüber hinaus verzichteten Thomas D. O'Malley, unser Verwaltungsratspräsident, Robert J. Lavinia und weitere Mitglieder der Geschäftsleitung freiwillig auf Optionen, die ihnen im Januar 2008 gewährt worden waren. Gemäss IFRS 2 Aktienbasierte Vergütung wurde eine rückwirkende Anpassung in der Höhe von USD 21,5 Millionen im ersten Quartal 2008 vorgenommen, um den Kosten im Zusammenhang mit den verwirkten Optionen Rechnung zu tragen. Diese Änderung beeinflusste den Ertragssteueraufwand nicht. Der Nettoverlust für das Jahr 2008 stieg auf USD 516,6 Millionen von USD 495,1 Millionen. Der Effekt auf das Ergebnis je Aktie basierend auf diesem Nachtrag führte zu einer Steigerung des Verlustes von USD 0.29 für das Ergebnis vor und nach der Verwässerung.

### Erwerb der Raffinerien Petit Couronne und Reichstett

Am 31. März 2008 haben wir die Übernahme der Raffinerien Petit Couronne und Reichstett in Frankreich abgeschlossen. Der Kaufpreis einschliesslich Gebühren, Vorräten und sonstigen Anpassungen belief sich auf USD 810,9 Millionen und wurde aus den Erlösen der emittierten Wandelanleihe, aus der Inanspruchnahme von Geldern im Rahmen unserer Betriebskreditfazilitäten sowie mit verfügbaren Barmitteln finanziert. Die Raffinerien Petit Couronne und Reichstett und die damit verbundenen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten sind in der konsolidierten Bilanz ausgewiesen, basierend auf der abschliessenden Vermögensbewertung im ersten Quartal 2009. Die provisorische Kaufpreiszuteilung wurde entsprechend angepasst. Die konsolidierte Gesamtergebnisrechnung und die konsolidierte Geldflussrechnung beinhalten neun Monate Betriebstätigkeiten der Raffinerien Petit Couronne und Reichstett für das per 31. Dezember 2008 abgeschlossene Geschäftsjahr.

### Aufgegebene Geschäftsbereiche

Im Jahr 2009 haben wir den Raffineriebetrieb der Anlage in Teesside eingestellt und eine Vereinbarung zum Verkauf der Verarbeitungsanlage in Antwerpen abgeschlossen. Die Ergebnisse dieser Betriebsstätten, einschliesslich der Wertminderungen die in den Geschäftsjahren 2009 und 2008 erfasst wurden, sind in eine separate Position in unserer konsolidier-

ten Gesamtergebnisrechnung für die per 31. Dezember 2009 und 2008 abgeschlossenen Geschäftsjahre umgegliedert worden.

#### *Betrieb der Raffinerie Teesside*

Aufgrund der geringen Komplexität der Anlage, des ungünstigen Marktumfelds, insbesondere des Nachfragerückgangs bei «gecrackten» Naphtha-Produkten und der erheblichen Investitionen, die erforderlich wären, um den Raffineriebetrieb an die geltenden Bestimmungen anzupassen, gaben wir am 5. November 2009 unsere Absicht bekannt, den Raffineriebetrieb der Anlage Teesside einzustellen. Der Betrieb der Raffinerie war aus wirtschaftlichen Gründen seit dem zweiten Quartal 2009 eingestellt worden. Der Raffineriestandort wird nun zu einer Vertriebs- und Lagerstätte umgewandelt. Der Durchsatz der Raffinerie von 117'000 bpd stellte etwa 14% unserer gesamten Verarbeitungskapazität dar.

#### *Veräusserung unserer Verarbeitungsanlage Antwerpen*

Am 23. Oktober 2009 schlossen wir eine verbindliche Vereinbarung mit Eurotank Belgium B.V., einer hundertprozentigen Tochtergesellschaft der Vitol Tank Terminals International B.V., ein Mitglied der Vitol-Unternehmensgruppe («Vitol»), über die Veräusserung von Petroplus Refining Antwerp N.V. und Petroplus Refining Antwerp Bitumen N.V. («Verarbeitungsanlage Antwerpen») ab. Der Verkauf wurde am 12. Januar 2010 abgeschlossen. Der Bruttoverkaufspreis einschliesslich der Kohlenwasserstoffvorräte des Standorts betrug USD 55,0 Millionen. Letzte Anpassungen des Nettoumlaufvermögens sowie der Nettoverbindlichkeiten werden im zweiten Quartal 2010 vorgenommen.

#### *Wertminderungen*

Im dritten Quartal 2009 wurden nicht zahlungswirksame Wertminderungen im Umfang von USD 110,0 Millionen für die Raffinerie Teesside sowie USD 15,0 Millionen für die Verarbeitungsanlage Antwerpen vorgenommen.

Im Jahre 2008 wurden nicht geldwirksame Wertminderungen im Umfang von USD 87,5 Millionen für die Verarbeitungsanlage Antwerpen verbucht. Zudem entstanden dem Unternehmen nicht geldwirksame Wertminderungen von USD 6,0 Millionen infolge Stilllegung von Anlagen der Verarbeitungsanlage Antwerpen.

## Das Betriebsergebnis beeinflussende Faktoren

### Übersicht

Unser Betriebsergebnis und die Geldflüsse aus Geschäftstätigkeit werden in erster Linie durch das Verhältnis zwischen den Preisen für Raffinerieprodukte und den Preisen für Rohöl und andere Rohstoffe beeinflusst. Die Kosten für den Kauf von Rohöl und anderen Rohstoffen und der Preis für raffinierte und verkaufte Mineralölprodukte hängen von zahlreichen Faktoren ab, die wir nicht steuern können, einschliesslich Angebot und Nachfrage nach Rohöl, Benzin, Dieselkraftstoff und sonstigen raffinierten Mineralölprodukten. Diese wiederum werden beeinflusst u.a. von globalen und regionalen wirtschaftlichen Entwicklungen, den Witterungsbedingungen, internationalen und regionalen politischen Belangen, Produktionsniveaus, der Verfügbarkeit von Importen, der Vermarktung von Treibstoffen, von den Pipelinekapazitäten, aktuellen Wechselkursen und dem Ausmass staatlicher Regulierungen. Unsere Umsatzerlöse und unser Betriebsergebnis schwanken erheblich mit den Bewegungen der Preise für raffinierte Mineralölprodukte; unser Materialaufwand schwankt erheblich mit den Rohölpreisen und unsere sonstigen Betriebsaufwendungen schwanken mit den Preisen für Energie, mit der wir den Strombedarf unserer Raffinerien decken. Zudem ist die Auswirkung der schwankenden Rohölpreise auf unser Betriebsergebnis davon beeinflusst, inwieweit die Preise für die Raffinerieerzeugnisse diesen Schwankungen angepasst werden können.

Die Kosten für Rohöl und andere Rohstoffe sowie die Preise für raffinierte Mineralölprodukte unterliegen seit jeher grossen Schwankungen. Der Ausbau und die Modernisierung bestehender Anlagen sowie die Einrichtung zusätzlicher Destillationsanlagen oder der Verwertungskapazität, Preisschwankungen, internationale politische und wirtschaftliche Entwicklungen sowie sonstige Faktoren ausserhalb unseres Einflussbereichs werden wahrscheinlich weiterhin eine wichtige Rolle in der Raffinerieindustrie spielen. Diese Faktoren können sich u. a. auf die Höhe der Vorräte auf dem Markt auswirken, zu Preisschwankungen und einer Verringerung oder Erhöhung der Produktmargen führen. Darüber hinaus unterliegt die Branche in der Regel saisonbedingten Schwankungen bei der Nachfrage nach raffinierten Mineralölprodukten wie Benzin und Dieselkraftstoff während der Sommerzeit und Heizöl im Winter.

### Benchmark-Raffineriemargen

Zur Beurteilung unseres operativen Ergebnisses vergleichen wir die Raffineriemarge (Einkünfte abzüglich Materialkosten) jeder unserer Raffinerien mit einer branchenspezifischen Referenzmarge auf der Basis eines «Crack Spread». Benchmark-

Raffineriemargen berücksichtigen die Preise für Rohöl und für Erdölzerzeugnisse. Werden diese Preise in eine bestimmte Formel eingetragen, ergeben sie einen einzelnen Wert – die Bruttomarge pro Barrel. Wird diese mit dem Durchsatz multipliziert, ergibt sich ein Näherungswert für die mit der Raffinerietätigkeit erzeugte Bruttomarge.

Da sich die Performance unserer Raffinerien nicht eng an den aktuell publizierten Benchmark-Raffineriemargen orientiert, haben wir auf der Grundlage öffentlich verfügbarer Preisinformationen für all unsere Raffinerien eigene Benchmarks entwickelt, die deren tatsächliche Leistung besser abbilden können. Die folgende Tabelle fasst die Benchmark-Raffineriemargen der sechs von uns im Jahr 2009 betriebenen Raffinerien zusammen:

Coryton-Raffinerie 5/2/2/1	fünf Dated Brent/zwei Benzin/ zwei ULSD/ein 3,5%-Schweröl
BRC-Raffinerie 6/1/2/2/1	sechs Dated Brent/ein Benzin/ zwei Gasöl/zwei VGO/ ein 3,5%-Schweröl
Petit Couronne- und Reichstett-Raffinerie 4/1/2/1	vier Dated Brent/ein Benzin/ zwei ULSD/ein 3,5%-Schweröl
Ingolstadt-Raffinerie 10/1/3/5/1	zehn Dated Brent/ein Naphtha/ drei Benzin/fünf ULSD/ein 3,5%-Schweröl
Cressier-Raffinerie 7/2/4/1	sieben Dated Brent/zwei Benzin/ vier Gasöl/ein 1%-Schweröl

Die auf Seite 37 aufgeführten jeweiligen Benchmark-Raffineriemargen für unsere Raffinerien sind in USD pro Barrel ausgedrückt und gelten stellvertretend für die Pro-Barrel-Marge, die eine auf Dated-Brent-Rohöl ausgerichtete Raffinerie in Nordwesteuropa beim Verkauf der Benchmark-Produktion gemäss der jeweiligen Raffineriemarge erzielen würde.

Auch wenn die in der obigen Tabelle aufgeführten Benchmark-Raffineriemargen repräsentativ für die Ergebnisse unserer Raffinerien sind, weichen die Bruttomargen pro Barrel der einzelnen Raffinerien aufgrund unterschiedlicher Faktoren von ihren jeweiligen Benchmarks ab. Zu diesen Faktoren gehören der Durchsatz der tatsächlich von der Raffinerie verarbeiteten Rohölsorte, die Unterschiede in der Produktausbeute und alle übrigen, nicht in der Referenzmarge für die Raffination berücksichtigten Faktoren wie Transport-, Lager- und Kreditkosten, für die Produktion verbrauchte Brennstoffe und alle Produktzuschläge oder -rabatte sowie Vorratsschwankungen, steigende oder fallende Rohölpreise und das Rohstoffpreismanagement.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die bisherigen Benchmark-Preise für Rohöl und veredelte Erdölzeugnisse, die der Kalkulation unserer Raffineriemarge zugrunde liegen:

### Benchmark-Preise für Rohöl und Ölprodukte

(in USD pro Barrel)	Für das Geschäftsjahr per 31. Dezember	
	2009	2008
<b>Rohöl <sup>1)</sup></b>		
Dated Brent	62.04	97.69
<b>Differenz Produkte gegenüber Dated Brent <sup>1)</sup></b>		
Naphtha	(2.05)	(8.13)
95-RON-Benzin	7.55	2.24
ULSD	9.93	29.81
Gasöl <sup>2)</sup>	7.33	24.93
VGO	(0.30)	(3.21)
1 % Schweröl	(5.89)	(15.17)
3,5 % Schweröl	(7.44)	(24.81)

Quelle: Bloomberg

<sup>1)</sup> Durchschnitt der Tageskurse für Handelstage des jeweiligen Zeitraums.

<sup>2)</sup> Basierend auf Angebotspreisen für Heizöl.

### Rohstoffpreismangement

Es liegt in der Natur unseres Geschäfts, dass wir erheblich in Erdölvorräte investiert sind. Da es sich bei den Rohstoffen und Erdölzeugnissen um globale Rohstoffe handelt, haben wir keine Kontrolle über die Marktwertschwankungen dieser Vorräte. Um die termingerechte Versorgung unserer Raffinerien mit Rohöl zu sichern, schliessen wir Kaufverträge ab, die den Preis der Rohware für eine bis mehrere Wochen vor deren Lieferung und Verarbeitung festschreiben. Darüber hinaus schliessen wir üblicherweise bei der Vermarktung unserer veredelten Erzeugnisse noch vor deren Produktion und Lieferung Verkaufsverträge mit Festpreisen ab. Vor der Lieferung des Rohöls und dem Verkauf der daraus erzeugten Raffinerieprodukte kann sich der Marktwert der Rohstoffe und der Produkte ändern, da die Preise in Abhängigkeit von den festen Kauf- und Verkaufsverpflichtungen steigen oder fallen.

Im Verlauf des Jahres 2009 hielten wir durchschnittlich 23 Millionen Barrel Rohöl- und Produktvorräte. Diese Höhe schwankt täglich in Abhängigkeit vom Zeitpunkt des Rohstoffeinkaufs und des Produktverkaufs, vom Betrieb und von der Optimierung der Rohstoff- und Produktpreise. Die Vorräte, die wir halten, unterliegen gewissen Rohstoff- und Produktpreisschwankungen. Zurzeit steuern wir die Rohstoffpreisschwankungen von Lagerbeständen oberhalb einer festgelegten Höhe in erster Linie mit einem speziellen Rohstoffpreismangement-Programm. Im Rahmen dieses Programms schliessen wir Rohstoff-Intercontinental-Exchange («ICE») Terminkontrakte und Gegenpartei-Swaps ab, um den Preis für bestimmte Rohstoffe zu fixieren.

Die meisten Derivatetransaktionen sind nicht als effektive Sicherungsgeschäfte definiert; daraus resultierende Gewinne oder Verluste aus Änderungen des beizulegenden Zeitwerts dieser Instrumente werden in unserer konsolidierten Gesamtergebnisrechnung unter dem Einzelposten «Materialaufwand» ausgewiesen. Unsere Derivatetransaktionen sind als derivative Finanzinstrumente klassifiziert und in unserer konsolidierten Bilanz mit dem beizulegenden Zeitwert ausgewiesen. Wir schliessen derzeit keine wesentlichen derivativen Finanzinstrumente für spekulative Transaktionen ab und sichern unsere Raffineriemarge nicht ab. Diese Strategie wird laufend überprüft und den aktuellen wirtschaftlichen Marktbedingungen angepasst.

Wie vorstehend erwähnt, werden die Ergebnisse unserer Raffinerien aufgrund unserer Absicherungsstrategie unserer Aktivitäten im Rohstoffpreismangement von den Benchmarks abweichen.



## Management von Fremdwährungsschwankungen

Seit dem 1. Januar 2008 ist die Funktionalwährung der Gesellschaft der USD. Nach der Umwandlung in USD hat sich unser Fremdwährungsrisiko verringert, da der Grossteil unserer Finanzierungsaktivitäten und Materialkosten in USD anfallen. Wir unterliegen immer noch der Schwankung des USD gegenüber dem Schweizer Franken («CHF»), Euro («EUR») und dem Britischen Pfund («GBP»), da unsere lokalen Verkaufsumsätze, obgleich durch den USD gesteuert, in lokalen Währungen in Rechnung gestellt werden und ein Teil unserer lokalen Investitionen, Betriebs- und Personalkosten in lokalen Währungen anfallen. Wir sind ebenfalls dem Fremdwährungsrisiko ausgesetzt, da einige unserer Vermögenswerte und Verbindlichkeiten in anderen Währungen als dem USD anfallen. Um das Fremdwährungsrisiko zu kontrollieren, schliessen wir Swaps und Devisentermingeschäfte ab. Da wir zurzeit unsere derivativen Finanzinstrumente nicht als effektive Sicherungsgeschäfte ausgelegt haben, werden Gewinne oder Verluste aus Änderungen des beizulegenden Zeitwerts dieser Instrumente in unserer konsolidierten Gesamtergebnisrechnung ausgewiesen. Das Unternehmen nutzt keine Derivatverträge, um Schwankungen von Personal- und Betriebskosten auszugleichen.

## Management des Kreditrisikos

Das Kreditrisiko besteht darin, dass eine Gegenpartei seine vertraglichen Verpflichtungen nicht erfüllt und dem Unternehmen infolgedessen finanzielle Verluste entstehen. Die Höhe unseres Kreditrisikos ergibt sich aus dem Buchwert der Forderungen, die in der konsolidierten Bilanz ausgewiesen sind, einschliesslich Derivaten mit positiven Marktwerten. Zur Minimierung des Kreditrisikos werden alle Kunden einer Bonitätsprüfung unterzogen, zudem unterliegt die Ausweitung von Krediten über festgelegte Schwellenwerte einem Genehmigungsverfahren. Wir beabsichtigen, nur erwiesenermassen kreditwürdigen Dritten Handelskredite zu gewähren. Zudem werden die Forderungsbalden kontinuierlich überwacht. Wir begrenzen auch das Risiko von Forderungsausfällen, indem wir Banksicherheiten wie Garantien oder Akkreditive verlangen sowie Kreditausfallsversicherungen abschliessen.

## Sonstige Faktoren

Ebenso wirkt sich unsere Betriebskostenstruktur auf die Rentabilität aus. Zu den bedeutendsten Betriebskosten zählen die Kosten im Zusammenhang mit eigenen und fremden Arbeitskräften, Energie, Wartung und der Einhaltung von Umweltvorschriften. Die grösseren variablen Kosten beinhalten Energiekosten, insbesondere die Preise für Strom, Gas und Chemikalien. Die Betriebskosten schwanken mit den Fremdwährungskursen.

Das Geschäftsergebnis wird zudem durch die Leistungen der Raffinerien in Bezug auf Sicherheit, Zuverlässigkeit und Umweltstandards beeinflusst. Ausserplanmässige Stillstandszeiten unserer Raffinerieanlagen bedeuten generell tiefere Margen und höhere Wartungskosten. Die finanziellen Auswirkungen geplanter Abschaltungen, etwa für umfassende Wartungsarbeiten, werden mit Hilfe eines Planungsverfahrens gesteuert, welches auch die Margensituation, die Verfügbarkeit von Ressourcen zur Durchführung der erforderlichen Wartungen und die Rohstofflogistik berücksichtigt.

Die nachfolgenden Abschnitte enthalten auf die einzelnen Raffinerien bezogene Informationen zu Rohölpreisspannen, Nebenkosten, lokalen Zuschlägen und Rabatten. Die effektiven Kosten und Erträge einschliesslich des Brennstoffverbrauchs der jeweiligen Raffinerien werden im Abschnitt «Betriebsergebnis» aufgeführt.

### *Raffinerie Coryton*

Der Benchmark-Raffineriemarge der Raffinerie Coryton liegt die Annahme zugrunde, dass fünf Barrel der Rohölsorte Dated Brent zu zwei Barrel Benzin mit 95 RON (Research Octane Number), zwei Barrel ULSD und einem Barrel 3,5-prozentigem Schweröl veredelt werden. Die Benchmark-Raffineriemarge errechnet sich aus den jeweiligen FOB-Marktpreisen von 95-RON-Benzin, ULSD und 3,5-prozentigem Schweröl im Verhältnis zum Marktpreis von Brent-Rohöl und wird in der Zahlenfolge 5/2/2/1 angegeben.

In der Vergangenheit ist die von der Coryton-Raffinerie erzielte Bruttomarge pro Barrel von dieser 5/2/2/1-Benchmark-Raffineriemarge aufgrund folgender Faktoren abgewichen:

- Die Coryton-Raffinerie verarbeitet vorrangig leichtes Rohöl aus der Nordsee, das bisher etwa 75 % des gesamten Durchsatzes ausmachte. Der verbleibende Durchsatz beinhaltet sonstige Rohstoffe und Mischkomponenten, meist schwere Rückstände. Diese sonstigen Durchsatzmengen notierten in der Vergangenheit unter dem Preis von Brent-Rohöl.
- Die Rohöl-Nebenkosten, vor allem die Transportkosten, lagen in der Vergangenheit bei durchschnittlich USD 0.80 pro Barrel.

*Raffinerie BRC*

Der Benchmark-Raffineriemarge der BRC-Raffinerie liegt die Annahme zugrunde, dass sechs Barrel Rohöl der Sorte Brent zu einem Barrel 95-RON-Benzin, zwei Barrel Gasöl, zwei Barrel VGO und einem Barrel 3,5-prozentigem Schweröl raffiniert werden. Die Benchmark-Raffineriemarge errechnet sich aus dem CIF-Marktpreis von VGO sowie den jeweiligen FOB-Marktpreisen von 95-RON-Benzin, Heizöl (stellvertretend für Gasöl) und 3,5-prozentigem Schweröl im Verhältnis zum Marktpreis von Brent-Rohöl und wird in der Zahlenfolge 6/1/2/2/1 angegeben.

In der Vergangenheit ist die von der BRC-Raffinerie erzielte Bruttomarge pro Barrel von dieser 6/1/2/2/1-Benchmark-Raffineriemarge aufgrund folgender Faktoren abgewichen:

- Die BRC-Raffinerie verarbeitet vorrangig Rohöl der Sorte Urals, das bisher etwa 60 % des gesamten Durchsatzes ausmachte, sowie «heavy sour»-Rohölsorten, deren Anteil am Durchsatz bisher bei 20 % lag. Diese Rohstoffe waren in der Vergangenheit günstiger als Brent-Rohöl. Der verbleibende Durchsatz ist eine Mischung sonstiger Rohölsorten und Rohstoffe. Im Jahr 2009 reduzierten wir den Anteil von Rohöl der Sorte Urals um etwa 25 % und erwarten, dieses Niveau künftig beizubehalten. Diese 25 % wurden ersetzt durch eine «light sour»-Mischung, die im Preis etwa anderen «leichten» Rohölen entspricht. Dank den Auswirkungen auf das Destillat steigt die Ausbeute um insgesamt 10 %.
- Die Rohöl-Nebenkosten, vor allem die Transportkosten, lagen in der Vergangenheit bei durchschnittlich USD 0.15 pro Barrel.
- Die BRC-Raffinerie realisierte ebenfalls einen leichten Standort-Bonus für ihre Erzeugnisse, vor allem dank der tiefen Transportkosten für die in die ARA-Region gelieferten Produkte.

*Raffinerie Petit Couronne*

Der Benchmark-Raffineriemarge der Petit Couronne-Raffinerie liegt die Annahme zugrunde, dass vier Barrel Rohöl der Sorte Brent zu einem Barrel 95-RON-Benzin, zwei Barrel ULSD und einem Barrel 3,5-prozentigem Schweröl veredelt werden. Die Benchmark-Raffineriemarge errechnet sich aus den jeweiligen FOB-Marktpreisen von 95-RON-Benzin, ULSD und 3,5-prozentigem Schweröl im Verhältnis zum Marktpreis von Brent-Rohöl und wird in der Zahlenfolge 4/1/2/1 angegeben.

Die von der Petit Couronne-Raffinerie erzielte Bruttomarge pro Barrel weicht von dieser 4/1/2/1-Benchmark-Raffineriemarge aufgrund folgender Faktoren ab:

- Die Petit Couronne-Raffinerie hat rund 60 % «medium sour»-Rohöl wie Urals verarbeitet, das unter dem Preis für Dated Brent lag und rund 30 % des gesamten Durchsatzes ausmachte.
- Die Rohöl-Nebenkosten, vor allem die Transportkosten, lagen bei durchschnittlich USD 0.90 pro Barrel.

*Raffinerie Ingolstadt*

Der Benchmark-Raffineriemarge der Ingolstadt-Raffinerie liegt die Annahme zugrunde, dass zehn Barrel Rohöl der Sorte Brent zu einem Barrel Naphtha, drei Barrel 95-RON-Benzin, fünf Barrel ULSD und einem Barrel 3,5-prozentigem Schweröl veredelt werden. Die Benchmark-Raffineriemarge errechnet sich aus dem CIF-Marktpreis von Naphtha sowie den jeweiligen FOB-Marktpreisen von 95-RON-Benzin, ULSD und 3,5-prozentigem Schweröl im Verhältnis zum Marktpreis von Brent-Rohöl und wird in der Zahlenfolge 10/1/3/5/1 angegeben.

In der Vergangenheit ist die von der Ingolstadt-Raffinerie erzielte Bruttomarge pro Barrel von dieser 10/1/3/5/1-Benchmark-Raffineriemarge aufgrund folgender Faktoren abgewichen:

- Die Ingolstadt-Raffinerie verarbeitete verschiedenste Rohölsorten einschliesslich CPC und Azeri Light, deren Preis in der Regel über dem für Dated Brent lag. Die Raffinerie verarbeitete ebenfalls einen schweren Verschnitt zur Produktion von Bitumen. Hinzu kommt, dass die Raffinerie Benzin und Dieselmotorenstoff meist mit Biokraftstoffkomponenten mischt, deren Preise parallel zu den Benzin- und Dieselpreisen schwanken, was in der Vergangenheit die gesamte Preisdifferenz gegenüber dem Brent vergrösserte.
- Aufgrund ihres Standorts im Landesinneren fallen für die Ingolstadt-Raffinerie höhere Transportkosten an, was ebenfalls zu Abweichungen von der Benchmark-Raffineriemarge 10/1/3/5/1 führt. Die Rohöl-Nebenkosten, vor allem die Transportkosten, lagen in der Vergangenheit bei durchschnittlich USD 1.15 pro Barrel.
- Die Ingolstadt-Raffinerie hat ihren Standort in einem inländischen Markt, so dass sie, verglichen mit den Kosten für Importe aus anderen Regionen, einen regionalen Zuschlag für ihre Erzeugnisse erzielen kann.

*Raffinerie Reichstett*

Der Benchmark-Raffineriemarge der Reichstett-Raffinerie liegt die Annahme zugrunde, dass vier Barrel Rohöl der Sorte Brent zu einem Barrel 95-RON-Benzin, zwei Barrel ULSD und einem Barrel 3,5-prozentigem Schweröl veredelt werden. Die Benchmark-Raffineriemarge errechnet sich aus den jeweiligen FOB-Marktpreisen von 95-RON-Benzin, ULSD und 3,5-prozentigem Schweröl im Verhältnis zum Marktpreis von Brent-Rohöl und wird in der Zahlenfolge 4/1/2/1 angegeben.

Die von der Reichstett-Raffinerie erzielte Bruttomarge pro Barrel weicht von dieser 4/1/2/1-Benchmark-Raffineriemarge aufgrund folgender Faktoren ab:

- Die Reichstett-Raffinerie verarbeitete ein Gemisch aus 60 % «sweet»-Rohölen, wie Mellitah, deren Preis in der Regel über dem Benchmark für Dated Brent liegt, sowie 35 % «light»- oder «medium sour»-Rohölen, wie die Sorte Urals, deren Preis unter dem für Dated Brent liegt.
- Aufgrund ihres Standorts im Landesinneren fallen für die Reichstett-Raffinerie höhere Transportkosten an, was ebenfalls zu Abweichungen von der Benchmark-Raffineriemarge führt. Die Rohöl-Nebenkosten, vor allem die Transportkosten, lagen bei durchschnittlich USD 1.50 pro Barrel.
- Die Reichstett-Raffinerie hat ihren Standort in einem inländischen Markt, so dass sie, verglichen mit den Kosten für Importe aus anderen Regionen, einen regionalen Zuschlag für ihre Erzeugnisse erzielen kann.

*Raffinerie Cressier*

Der Benchmark-Raffineriemarge der Cressier-Raffinerie liegt die Annahme zugrunde, dass sieben Barrel der Rohölsorte Dated Brent zu zwei Barrel Benzin mit 95 RON, vier Barrel Gasöl und einem Barrel 1-prozentigem Schweröl verarbeitet werden. Die Benchmark-Raffineriemarge errechnet sich aus den jeweiligen FOB-Marktpreisen von 95-RON-Benzin, Heizöl (stellvertretend für Gasöl) und 1-prozentigem Schweröl im Verhältnis zum Marktpreis von Brent-Rohöl und wird in der Zahlenfolge 7/2/4/1 angegeben.

In der Vergangenheit ist die von der Cressier-Raffinerie erzielte Bruttomarge pro Barrel von dieser 7/2/4/1-Benchmark-Raffineriemarge aufgrund folgender Faktoren abgewichen:

- Die Cressier-Raffinerie verarbeitete bisher eine Mischung unterschiedlicher Rohölsorten einschliesslich CPC und Mellitah. Insgesamt sind diese Rohölsorten tendenziell teurer als die in der Benchmark berücksichtigte Sorte Brent.
- Aufgrund ihres Standorts im Landesinneren fallen für die Cressier-Raffinerie höhere Transportkosten an, was ebenfalls zu Abweichungen von der Benchmark-Raffineriemarge führt. Die Rohöl-Nebenkosten, vor allem die Transportkosten, lagen in der Vergangenheit bei durchschnittlich USD 1.50 pro Barrel.
- Die Cressier-Raffinerie hat ihren Standort in einem inländischen Markt, so dass sie, verglichen mit den Kosten für Importe aus anderen Regionen, einen regionalen Zuschlag für ihre Erzeugnisse erzielen kann. Grösster Treiber für diesen regionalen Preiszuschlag sind die Frachtkosten auf dem Rhein von Rotterdam in die Schweiz.

## Betriebsergebnis

Die nachstehende Tabelle zeigt Informationen aus der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung der Petroplus Holdings AG.

### Informationen aus der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung

(in Millionen USD, soweit nicht anders vermerkt)	Für das Geschäftsjahr per 31. Dezember	
	2009	2008 <sup>1) 2) 3)</sup>
Umsatzerlöse	14'797,8	24'302,0
Materialkosten	(13'592,4)	(23'353,4)
<b>Bruttomarge</b>	<b>1'205,4</b>	<b>948,6</b>
Personalaufwand <sup>3)</sup>	(351,1)	(398,0)
Betriebsaufwand	(451,2)	(490,5)
Abschreibungen und Amortisationen	(282,1)	(230,3)
Übriger Verwaltungsaufwand	(55,7)	(72,4)
<b>Betriebsgewinn/(Betriebsverlust)</b>	<b>65,3</b>	<b>(242,6)</b>
Finanzaufwand, netto	(164,6)	(140,3)
Währungsumrechnungsgewinne	2,5	12,4
Anteil am Verlust von assoziierten Unternehmen	(1,6)	(2,0)
<b>Verlust vor Ertragssteuern</b>	<b>(98,4)</b>	<b>(372,5)</b>
(Ertragssteueraufwand)/Ertragssteuerertrag	(10,4)	39,5
<b>Nettoverlust aus fortzuführenden Geschäftsbereichen nach Ertragssteuern</b>	<b>(108,8)</b>	<b>(333,0)</b>
Verlust aus aufgegebenen Geschäftsbereichen nach Ertragssteuern	(141,1)	(183,6)
<b>Nettoverlust</b>	<b>(249,9)</b>	<b>(516,6)</b>
<b>Nettoverlust, zurechenbar an:</b>		
Aktionäre der Muttergesellschaft	(249,9)	(516,6)
<b>Nettoverlust</b>	<b>(249,9)</b>	<b>(516,6)</b>
<b>Sonstige Finanzzahlen</b>		
EBITDA <sup>4)</sup>	348,3	(1,9)
<b>Den Aktionären zurechenbarer Verlust pro Aktie (in USD): <sup>5)</sup></b>		
Unverwässert	(3,20)	(6,94)
Verwässert	(3,20)	(6,94)
<b>Gewichtete durchschnittliche Anzahl ausstehender Aktien (in Millionen Anteilen): <sup>5)</sup></b>		
Unverwässert	78,0	74,5
Verwässert	78,0	74,5

<sup>1)</sup> Die Vergleichszahlen für 2008 wurden angepasst, um den Auswirkungen der aufgegebenen Geschäftsbereiche im Zusammenhang mit der Anlage in Teesside und der Verarbeitungsanlage in Antwerpen gerecht zu werden.

<sup>2)</sup> Am 31. März 2008 erwarb Petroplus die Raffinerien Petit Couronne und Reichstett. Das Geschäftsergebnis für 2008 umfasst deshalb nur neun Monate der Geschäftstätigkeit dieser Raffinerien.

<sup>3)</sup> Der Personalaufwand 2008 wurde gemäss IFRS 2 (überarbeitet) *Aktienbasierte Vergütungen – Ausübungsbedingungen und Annullierungen* um USD 21,5 Millionen angepasst. Weitere Einzelheiten finden sich im Anhang 2 «Rechnungslegungsgrundsätze» der Konzernrechnung.

<sup>4)</sup> Betriebsergebnis vor Zinsen, Ertragssteuern, Abschreibungen und Amortisationen («EBITDA») ohne die Ergebnisse aufgebener Geschäftsbereiche.

<sup>5)</sup> Im Zusammenhang mit dem Bezugsrechtsangebot wurde das Ergebnis je Aktie für 2008 rückwirkend angepasst, um die den Aktionären im September 2009 gewährten Bezugsrechtsemission gerecht zu werden. Da die Bezugsrechtsemission mit einem Abschlag (CHF 16,90) gegenüber dem Marktwert (CHF 27,50) angeboten wurde, erfolgte eine Anpassung der gewichteten durchschnittlichen Anzahl der während der Jahre 2009 und 2008 ausstehenden Aktien in Übereinstimmung mit IAS 33 *Ergebnis je Aktie*. Die Anpassung führte zu einem Anstieg des gewichteten Durchschnitts ausstehender Aktien (unverwässert und verwässert) in den Jahren 2009 und 2008 von rund 8 %.

## Marktindikatoren

Die nachstehende Tabelle enthält den durchschnittlichen Preis von Dated Brent und die Benchmark-Indikatoren je Raffinerie für die am 31. Dezember 2009 und 2008 endenden Jahre:

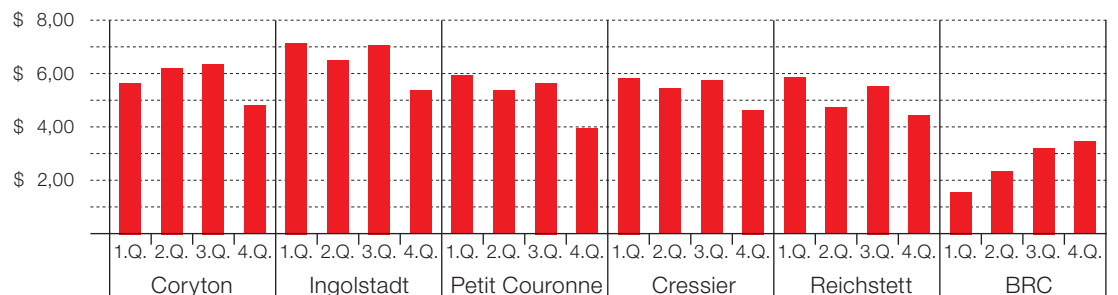
### Marktindikatoren

(in USD pro Barrel)	Für das Geschäftsjahr per 31. Dezember	
	2009	2008
Dated Brent	62.04	97.69
Benchmark-Raffineriemargen		
5/2/2/1 Coryton	5.50	7.86
6/1/2/2/1 BRC	2.36	3.48
4/1/2/1 Petit Couronne <sup>1)</sup>	4.99	10.36
10/1/3/5/1 Ingolstadt	6.28	12.28
4/1/2/1 Reichstett <sup>1)</sup>	4.99	10.36
7/2/4/1 Cressier	5.50	12.72

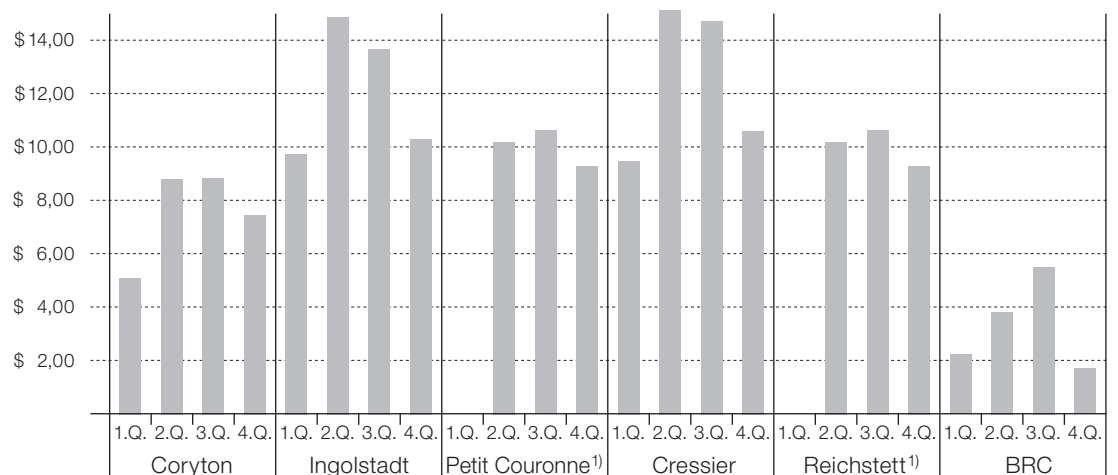
## Benchmark-Indikatoren

Die nachstehenden Tabellen enthalten Indikatoren der Benchmark-Raffineriemargen je Raffinerie für jedes Quartal der Jahre 2009 und 2008 (in USD pro Barrel):

### Benchmark-Indikatoren 2009



### Benchmark-Indikatoren 2008



Quelle: Bloomberg, Platt's

#### Fussnoten zu den Tabellen auf den Seiten 37 bis 41

<sup>1)</sup> Am 31. März 2008 erwarben wir die Raffinerien Petit Couronne und Reichstett. Das Geschäftsergebnis für 2008 umfasst deshalb nur neun Monate der Geschäftstätigkeit dieser Raffinerien.

<sup>2)</sup> Der zur Verarbeitung benötigte Brennstoff stellt einen Prozentsatz der gesamten von der jeweiligen Raffinerie verwendeten Rohöle, Rohstoffe sowie Additive zur Herstellung von Benzin- und Dieselmotortreibstoff dar.

Für das am 31. Dezember 2009 endende Jahr

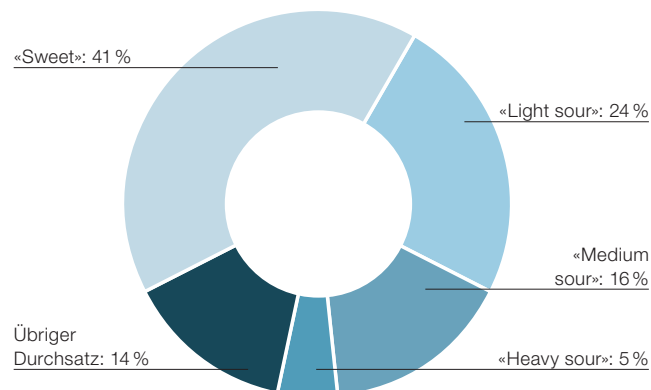
(in Tausend bpd, soweit nicht anders vermerkt)

	Coryton		BRC	
<b>Durchsatz</b>				
Durchsatz der Rohödestillationsanlage				
«Light sweet»	106,3	73 %	0,3	0 %
«Medium sweet»	–	–	–	–
«Heavy sweet»	1,4	1 %	–	–
«Light sour»	7,1	5 %	33,1	41 %
«Medium sour»	–	–	9,3	12 %
«Heavy sour»	–	–	18,8	23 %
<b>Total Durchsatz der Rohödestillationsanlage</b>	<b>114,8</b>	<b>79 %</b>	<b>61,5</b>	<b>76 %</b>
Übriger Durchsatz	30,9	21 %	19,7	24 %
<b>Total Durchsatz</b>	<b>145,7</b>	<b>100 %</b>	<b>81,2</b>	<b>100 %</b>

**Produktion**

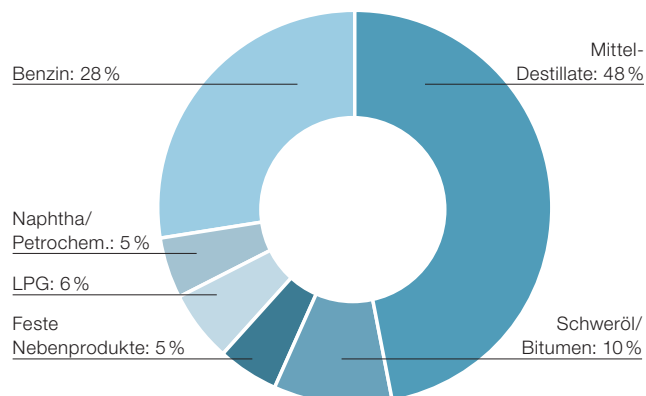
Leichte Produkte				
Benzin	61,4	42 %	10,6	13 %
Dieselmotorenkraftstoff und Gasöle	46,2	32 %	53,7	66 %
Kerosin	15,8	11 %	–	–
Petrochemikalien	2,2	1 %	–	–
Naphtha	–	–	0,4	0 %
LPG	2,2	2 %	4,6	6 %
<b>Total leichte Produkte</b>	<b>127,8</b>	<b>88 %</b>	<b>69,3</b>	<b>85 %</b>
Schwefelarmer Rückstand	–	–	–	–
Schweröl/Bitumen	12,8	9 %	10,2	13 %
Feste Nebenprodukte/zur Verarbeitung benötigter Brennstoff/Brennstoffverlust <sup>2)</sup>	8,1	5 %	3,2	4 %
<b>Total Produktion</b>	<b>148,7</b>	<b>102 %</b>	<b>82,7</b>	<b>102 %</b>

**Petroplus Durchsatz**



Petit Couronne		Ingolstadt		Reichstett		Cressier		Total	
36,3	32 %	0,9	1 %	23,0	52 %	33,5	63 %	200,3	38 %
0,6	1 %	11,7	13 %	2,7	6 %	2,0	4 %	17,0	3 %
–	–	–	–	–	–	–	–	1,4	0 %
2,2	2 %	69,4	74 %	2,3	5 %	14,0	26 %	128,1	24 %
62,8	56 %	–	–	10,7	25 %	1,8	3 %	84,6	16 %
1,3	1 %	5,3	6 %	0,5	1 %	–	–	25,9	5 %
<b>103,2</b>	<b>92 %</b>	<b>87,3</b>	<b>94 %</b>	<b>39,2</b>	<b>89 %</b>	<b>51,3</b>	<b>96 %</b>	<b>457,3</b>	<b>86 %</b>
8,5	8 %	5,8	6 %	4,9	11 %	2,0	4 %	71,8	14 %
<b>111,7</b>	<b>100 %</b>	<b>93,1</b>	<b>100 %</b>	<b>44,1</b>	<b>100 %</b>	<b>53,3</b>	<b>100 %</b>	<b>529,1</b>	<b>100 %</b>
22,0	20 %	27,0	29 %	10,6	24 %	14,0	26 %	145,6	28 %
41,7	37 %	41,9	45 %	20,0	45 %	24,5	46 %	228,0	43 %
8,6	8 %	2,1	2 %	0,3	1 %	2,3	4 %	29,1	5 %
6,8	6 %	1,5	1 %	–	–	0,5	1 %	11,0	2 %
6,3	6 %	6,2	7 %	4,4	10 %	0,2	1 %	17,5	3 %
7,2	6 %	9,1	10 %	3,3	8 %	3,4	6 %	29,8	6 %
<b>92,6</b>	<b>83 %</b>	<b>87,8</b>	<b>94 %</b>	<b>38,6</b>	<b>88 %</b>	<b>44,9</b>	<b>84 %</b>	<b>461,0</b>	<b>87 %</b>
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
13,9	12 %	4,2	5 %	4,6	10 %	6,6	13 %	52,3	10 %
6,1	6 %	4,8	5 %	2,0	4 %	2,1	4 %	26,3	5 %
<b>112,6</b>	<b>101 %</b>	<b>96,8</b>	<b>104 %</b>	<b>45,2</b>	<b>102 %</b>	<b>53,6</b>	<b>101 %</b>	<b>539,6</b>	<b>102 %</b>

### Petroplus Produktion



Für das am 31. Dezember 2008 endende Jahr

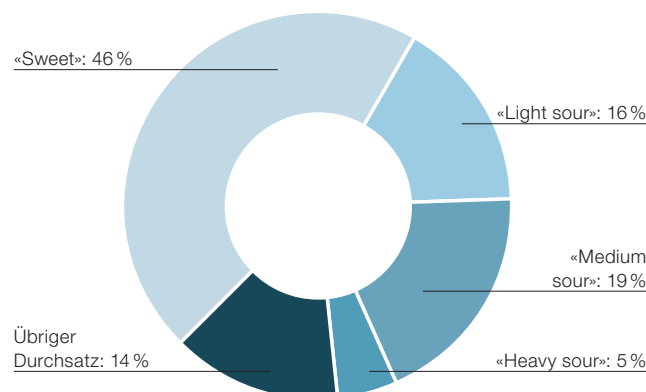
(in Tausend bpd, soweit nicht anders vermerkt)

	Coryton		BRC	
<b>Durchsatz</b>				
Durchsatz der Rohödestillationsanlage				
«Light sweet»	121,5	70 %	10,5	11 %
«Medium sweet»	–	–	–	–
«Heavy sweet»	–	–	1,5	2 %
«Light sour»	7,2	4 %	3,1	3 %
«Medium sour»	1,9	1 %	35,7	39 %
«Heavy sour»	0,2	0 %	20,8	23 %
<b>Total Durchsatz der Rohödestillationsanlage</b>	<b>130,8</b>	<b>75 %</b>	<b>71,6</b>	<b>78 %</b>
Übriger Durchsatz	42,8	25 %	20,6	22 %
<b>Total Durchsatz</b>	<b>173,6</b>	<b>100 %</b>	<b>92,2</b>	<b>100 %</b>

**Produktion**

Leichte Produkte				
Benzin	68,2	39 %	11,1	12 %
Dieselmotortreibstoff und Gasöle	52,4	30 %	57,6	63 %
Kerosin	18,0	11 %	–	–
Petrochemikalien	2,8	2 %	–	–
Naphtha	–	–	–	–
LPG	2,2	1 %	5,7	6 %
<b>Total leichte Produkte</b>	<b>143,6</b>	<b>83 %</b>	<b>74,4</b>	<b>81 %</b>
Schwefelarmer Rückstand	–	–	–	–
Schweröl/Bitumen	25,0	14 %	16,0	17 %
Feste Nebenprodukte/zur Verarbeitung benötigter Brennstoff/Brennstoffverlust <sup>2)</sup>	8,6	5 %	3,2	4 %
<b>Total Produktion</b>	<b>177,2</b>	<b>102 %</b>	<b>93,6</b>	<b>102 %</b>

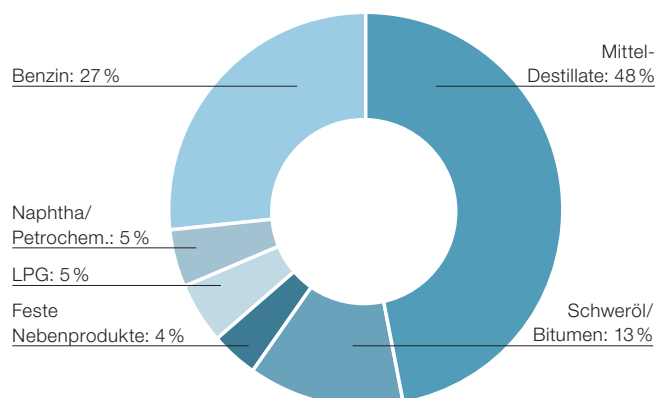
**Petroplus Durchsatz**





Petit Couronne <sup>1)</sup>		Ingolstadt		Reichstett <sup>1)</sup>		Cressier		Total	
29,4	32 %	16,7	16 %	29,4	57 %	32,7	60 %	240,2	42 %
-	-	16,3	16 %	1,0	2 %	1,2	2 %	18,5	3 %
-	-	-	-	-	-	-	-	1,5	1 %
-	-	59,9	57 %	2,0	4 %	16,5	31 %	88,7	16 %
56,7	61 %	0,6	1 %	14,4	28 %	1,1	2 %	110,4	19 %
-	-	5,7	5 %	1,3	2 %	-	-	28,0	5 %
<b>86,1</b>	<b>93 %</b>	<b>99,2</b>	<b>95 %</b>	<b>48,1</b>	<b>93 %</b>	<b>51,5</b>	<b>95 %</b>	<b>487,3</b>	<b>86 %</b>
6,5	7 %	5,7	5 %	3,7	7 %	2,8	5 %	82,1	14 %
<b>92,6</b>	<b>100 %</b>	<b>104,9</b>	<b>100 %</b>	<b>51,8</b>	<b>100 %</b>	<b>54,3</b>	<b>100 %</b>	<b>569,4</b>	<b>100 %</b>
15,9	17 %	31,1	30 %	12,1	23 %	14,0	26 %	152,4	27 %
31,4	34 %	47,8	45 %	24,9	48 %	22,4	41 %	236,5	42 %
9,7	11 %	2,8	3 %	0,3	1 %	4,1	8 %	34,9	6 %
6,2	7 %	1,9	2 %	-	-	0,6	1 %	11,5	2 %
5,0	5 %	6,3	6 %	4,7	9 %	0,3	1 %	16,3	3 %
6,8	7 %	9,7	9 %	3,4	7 %	3,5	6 %	31,3	5 %
<b>75,0</b>	<b>81 %</b>	<b>99,6</b>	<b>95 %</b>	<b>45,4</b>	<b>88 %</b>	<b>44,9</b>	<b>83 %</b>	<b>482,9</b>	<b>85 %</b>
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13,7	15 %	4,7	4 %	5,5	10 %	7,2	13 %	72,1	13 %
5,1	5 %	5,1	5 %	1,5	3 %	2,1	4 %	25,6	4 %
<b>93,8</b>	<b>101 %</b>	<b>109,4</b>	<b>104 %</b>	<b>52,4</b>	<b>101 %</b>	<b>54,2</b>	<b>100 %</b>	<b>580,6</b>	<b>102 %</b>

### Petroplus Produktion



## Jahresvergleich 2009 und 2008

### Überblick

Unser Betriebsgewinn aus fortzuführenden Geschäftsbereichen betrug USD 65,3 Millionen für das Jahr 2009 im Vergleich zu einem Betriebsverlust in der Höhe von USD 242,6 Millionen für den gleichen Zeitraum im Jahr 2008. Unser Nettoverlust aus fortzuführenden Geschäftsbereichen für das Jahr 2009 belief sich auf USD 108,8 Millionen, verglichen mit einem Nettoverlust aus fortzuführenden Geschäftsbereichen in Höhe von USD 333,0 Millionen für den gleichen Zeitraum im Jahr 2008. Der den Aktionären zurechenbare Nettoverlust aus aufgegebenen Geschäftsbereichen betrug USD 249,9 Millionen (USD 3.20 pro Aktie) für das Jahr 2009 im Vergleich zu einem Nettoverlust von USD 516,6 Millionen (USD 6.94 pro Aktie) im Vorjahreszeitraum. Der Nettoverlust im Jahr 2009 ist im Wesentlichen auf tiefere Raffineriemargen und nicht geldwirksame Wertminderungen zurückzuführen, welche zum Teil durch geringere Kosten für verbrauchte Brennstoffe und durch Wechselkursgewinne ausgeglichen wurden.

Das Betriebsergebnis für das Jahr 2008 beinhaltet neun Monate Geschäftstätigkeiten der Raffinerien Petit Couronne und Reichstett. Ferner wurde das Ergebnis für das erste Quartal 2008 um eine Zunahme des Personalaufwands in der Höhe von USD 21,5 Millionen gemäss IFRS 2 (*überarbeitet*) *Aktienbasierte Vergütungen – Ausübungsbedingungen und Annullierungen* berichtigt. Das Ergebnis aus aufgegebenen Geschäftsbereichen in Zusammenhang mit der Verarbeitungsanlage Antwerpen und der Anlage in Teesside beinhaltet einen Verlust von USD 141,1 Millionen für das Jahr 2009 im Vergleich zu einem Verlust von USD 183,6 Millionen im Jahr 2008.

### Umsatzerlöse

Unsere Umsatzerlöse fielen um USD 9'504,2 Millionen oder 39,1 % auf USD 14'797,8 Millionen für das Jahr 2009 im Vergleich zu USD 24'302,0 Millionen für das Jahr 2008. Der Rückgang der Umsatzerlöse ist hauptsächlich auf gefallene Preise für raffinierte Mineralölprodukte und geringere Absatzmengen im Jahr 2009 gegenüber 2008 zurückzuführen.

### Bruttomarge

Unsere Bruttomarge aus fortzuführenden Geschäftsbereichen stieg um USD 256,8 Millionen oder 27,1 % auf USD 1'205,4 Millionen per 31. Dezember 2009 verglichen mit USD 948,6 Millionen per 31. Dezember 2008. Die Bruttomarge 2009 war geprägt von positiven Auswirkungen der Rohölpreise und Vorteile des tieferen Rohölpreismarktes auf die Kosten unseres Brennstoffverbrauchs. Diese positiven Auswirkungen wurden von tieferen Raffineriemargen-Cracks deutlich übertroffen.

Ferner wurde unsere Bruttomarge von der Reduzierung des Durchsatzes in den Raffinerien Cressier und Reichstett infolge des Störfalls an der Pipeline Société du Pipeline Sud-Européen («SPSE»), von der umfangreichen Generalüberholung in der Coryton-Raffinerie sowie von der vorgezogenen Generalüberholung der Reichstett-Raffinerie, welche für das Jahr 2010 vorgesehen war, beeinträchtigt. Die Bruttomarge per 31. Dezember 2008 beeinflusste im Wesentlichen der drastische Verfall der Rohölpreise und der damit zusammenhängende Vorratsbewertungseffekt im zweiten Halbjahr 2008, kompensiert mit höheren Raffineriemargen-Cracks und einer gestiegenen realisierten Bruttomarge aus der Akquisition der Raffinerien Petit Couronne und Reichstett am 31. März 2008.

Unsere 5/2/2/1 Benchmark-Raffineriemarge für die Coryton-Raffinerie fiel für das Jahr 2009 verglichen mit dem gleichen Zeitraum im Jahr 2008 um 30 % aufgrund gesunkener Cracks bei den Mitteldestillaten, der teilweise von gestiegenen Benzin- und Schweröl-Cracks aufgefangen wurde. Unsere 6/1/2/2/1 Benchmark-Raffineriemarge für die BRC-Raffinerie sank für das Jahr 2009 verglichen mit dem gleichen Zeitraum im Jahr 2008 um 32 % als Folge des Rückgangs in Gasöl-Cracks, der teilweise von verbesserten Benzin-Cracks, VGO- und Schweröl-Cracks ausgeglichen wurde. Unsere 10/1/3/5/1 Benchmark-Raffineriemarge für die Raffinerie in Ingolstadt fiel für das Jahr 2009 verglichen mit dem gleichen Zeitraum im Jahr 2008 um 49 %. Die Abnahme war hauptsächlich auf den Rückgang in Mitteldestillat-Cracks zurückzuführen, welche zum Teil von stärkeren Benzin-Cracks aufgefangen wurde. Unsere 7/2/4/1 Benchmark-Raffineriemarge für die Cressier-Raffinerie fiel für das Jahr 2009 verglichen mit dem gleichen Zeitraum 2008 um 57 % aufgrund gefallener Gasöl-Cracks, die teilweise aufgefangen wurden von höheren Benzin- und Schweröl-Cracks gegenüber Dated Brent. Unsere 4/1/2/1 Benchmark-Raffineriemarge für die Petit Couronne- und die Reichstett-Raffinerie betrug im Durchschnitt USD 4.99 für das Jahr 2009 gegenüber USD 10.36 in den neun Monaten bis zum 31. Dezember 2008.

Negative Auswirkungen rückläufiger globaler Ölnachfrage, sinkende Produkte-Cracks und ein tieferer Durchsatz der Rohöldestillationsanlagen wurden teilweise durch höher realisierte Margen infolge des gesunkenen Rohölpreismarktes ausgeglichen. Dated Brent fiel von durchschnittlich ungefähr USD 98 pro Barrel im Jahr 2008 auf nahezu USD 62 pro Barrel im Jahr 2009. Der Rückgang um etwa USD 36 pro Barrel führte in der Folge zu einer Reduktion unserer Kosten für verbrauchte Brennstoffe, die etwa 5 % unseres Gesamtdurchsatzes entsprechen.

Die durch unsere jeweiligen Raffinerien erzielte Marge wurde von den in den Jahren 2009 und 2008 verarbeiteten Rohölsorten beeinflusst. Wir verarbeiteten ungefähr 15 % Rohöl der Sorte Urals, das gegenüber Dated Brent im Jahr 2009 durchschnittlich USD 0.81 pro Barrel günstiger notierte, 72 % tiefer als der Discount von USD 2.94 pro Barrel zu Dated Brent im Jahr 2008. Wir verarbeiten Rohöl der Sorte Urals in erster Linie in den Raffinerien BRC, Reichstett und Petit Couronne. Im Jahr 2009 verarbeiteten wir ungefähr 16 % CPC-Rohöl mit einem um USD 0.25 pro Barrel tieferen Durchschnittspreis als Dated Brent; im Jahr 2008 lag der Preis um noch USD 0.84 pro Barrel über Dated Brent. Wir verarbeiten CPC-Rohöl überwiegend in den Raffinerien Ingolstadt und Cressier. Rohöl der Sorte Forties, welches im Jahr 2009 bis zu 6 % unseres Gesamtdurchsatzes entsprach und in erster Linie in den Raffinerien Coryton und Petit Couronne verarbeitet wird, notierte im Jahr 2009 durchschnittlich um ungefähr USD 0.19 pro Barrel unter Dated Brent, im Vergleich zu ungefähr USD 0.40 pro Barrel unter Dated Brent im Jahr 2008. In den meisten unserer Raffineriegesellschaften verarbeiten wir auch andere Rohstoffe und Mischkomponenten. In der BRC-Raffinerie machte hochschwefeliger Rückstand bis zu 16 % des Gesamtdurchsatzes aus und wurde 2009 gegenüber Dated Brent um USD 2.27 pro Barrel günstiger gehandelt verglichen zu USD 22 pro Barrel unter Dated Brent im Vorjahr. In vielen unserer Raffinerien stellen wir aus Biokraftstoffkomponenten in erster Linie Biodiesel her, welcher im Jahr 2009 durchschnittlich ungefähr USD 54 pro Barrel über Dated Brent lag verglichen mit ungefähr USD 72 pro Barrel über Dated Brent im Jahr 2008.

Zwischen dem Zeitpunkt des Kaufs und der Verarbeitung von Rohöl sowie dem Verkauf des raffinierten Produkts besteht eine Zeitverzögerung. Der Kaufzeitpunkt hängt von einer Reihe verschiedener Faktoren ab, einschliesslich des geplanten Durchsatzes der Raffinerie, Anlageunterbrüche, welche eine Verwendung von leichtem und süsssem Rohöl erforderlich machen könnten, sowie der Verfügbarkeit von Rohöl. Ungeplante Stillstandzeiten haben eine wirtschaftlichere Auswirkung auf den normalen Verarbeitungsdurchsatz der Raffinerie, welche eine längere Zeitverzögerung zwischen Kauf und Verarbeitung des Rohöls nach sich zieht. Zudem wird während der ungeplanten Stillstandszeiten die Terminierung des Rohölkaufs gestört. All dies kann erhebliche Auswirkungen auf die erzielte Bruttomarge haben.

Im Jahr 2009 lagen die Preisvorteile aus der Binnenmarktlage teilweise aufgrund der örtlichen Nachfrage und der Transportkosten unter denjenigen des Jahres 2008. Die Cressier-Raffinerie erzielt eine Prämie auf den Marktpreisen. Diese lässt sich

teilweise auf die Rhein-Frachtrate zurückführen, welche beim Transport von importierten Raffinerie-Produkten über den Rhein anfällt. Der Rhein stellt für Schweizer Kunden von Raffinerie-Produkten der ARA-Region den üblichen Transportweg dar. Im Jahr 2009 betrug die Rheifracht durchschnittlich ungefähr CHF 31 pro Tonne verglichen mit CHF 40 pro Tonne im Jahr zuvor. In Deutschland basieren viele unserer raffinierten Produkte auf dem Oil Market Report («OMR»)-Preis. Der OMR-Preis für Mitteldestillate lag im Jahr 2009 ungefähr USD 7 pro Barrel über dem Marktpreis für die ARA-Region verglichen mit USD 10 pro Barrel im Vorjahr.

Der im Produktionsprozess benötigte Brennstoff, welcher mit dem Rohölpreis schwankt, wirkt sich negativ auf das Erreichen unserer Benchmark-Raffineriemarge aus. In den Jahren 2009 und 2008 haben wir rund 10 Millionen Barrel für den Produktionsprozess benötigt. Der durchschnittliche Preis für Dated Brent im Jahr 2009 betrug ungefähr USD 62 pro Barrel gegenüber USD 98 pro Barrel im Jahr 2008. Der verglichen mit dem Vorjahr gefallene Rohölpreis wirkte sich direkt auf unsere Kosten für den in der Produktion verbrauchten Brennstoff aus, welche sich in der Raffineriemarge 2009 widerspiegeln.

Wir setzen in erster Linie ein Rohstoffpreismanagementprogramm ein, um einem kleinen Teil des Schwankungsrisikos auf Rohstoffpreise entgegenzuwirken. Im Rahmen dieses Programms schliessen wir Rohstoff-ICE-Terminkontrakte und Gegenpartei-Swaps ab, um den Preis für bestimmte Rohstoffe zu fixieren. Jegliche Gewinne oder Verluste aus Änderungen des beizulegenden Zeitwerts dieser Instrumente sind in unserer konsolidierten Gesamtergebnisrechnung unter dem Posten «Materialkosten» ausgewiesen. Die Materialkosten beinhalten im Jahr 2009 ein Derivateverlust von USD 5,7 Millionen und im Jahr 2008 ein Verlust von USD 91,0 Millionen.

### *Raffineriebetriebe*

*Coryton.* Für das Jahr 2009 betrug der Gesamtdurchsatz der Coryton-Raffinerie durchschnittlich 145'700 bpd. Für das Jahr 2008 betrug der Gesamtdurchsatz der Coryton-Raffinerie durchschnittlich 173'600 bpd. Der Gesamtdurchsatz im Jahr 2009 war durch die umfangreiche, geplante Generalüberholung beeinträchtigt, welche 72 Tage dauerte. Im Jahr 2008 war der Gesamtdurchsatz infolge Inspektionsverzögerungen und eines Fehlers im Gasturbinengenerator und der Koksbildung in der Naphtha-Vorbehandlungsanlage beeinträchtigt.

*BRC.* Für das Jahr 2009 betrug der Gesamtdurchsatz der BRC-Raffinerie durchschnittlich 81'200 bpd. Für das Jahr 2008 betrug der Gesamtdurchsatz durchschnittlich 92'200 bpd. Infolge geplanter und ungeplanter Instandhaltungsarbeiten war der Durchsatz während des ganzen Jahres 2009 reduziert. Im Jahr 2008 war der Gesamtdurchsatz infolge einer geplanten sowie einer ungeplanten Abschaltung wegen eines kleinen Brandes in der Visbreaker-Einheit beeinträchtigt.

*Petit Couronne.* Für das Jahr 2009 betrug der Gesamtdurchsatz der Petit Couronne-Raffinerie durchschnittlich 111'700 bpd. Die Petit Couronne-Raffinerie wurde am 31. März 2008 erworben. Für die neun Monate bis zum 31. Dezember 2008 betrug der Gesamtdurchsatz durchschnittlich 92'600 bpd. Im Jahr 2009 war der Durchsatz geringer infolge geplanter Instandhaltungsarbeiten und einer ungeplanten Betriebsunterbrechung wegen eines Lecks in der Fluid Catalytic Cracking («FCC») Anlage gegen Ende des Jahres.

*Ingolstadt.* Für das Jahr 2009 betrug der Gesamtdurchsatz der Ingolstadt-Raffinerie durchschnittlich 93'100 bpd. Für das Jahr 2008 betrug der Gesamtdurchsatz durchschnittlich 104'900 bpd. 2009 war der Durchsatz geringer infolge einer geplanten Abschaltung des Reformers sowie aufgrund einer kurzen ungeplanten Betriebsunterbrechung.

*Reichstett.* Für das Jahr 2009 betrug der Gesamtdurchsatz der Reichstett-Raffinerie durchschnittlich 44'100 bpd. Die Reichstett-Raffinerie wurde am 31. März 2008 erworben. Für die neun Monate bis zum 31. Dezember 2008 betrug der Gesamtdurchsatz durchschnittlich 51'800 bpd. Im Jahr 2009 war der Durchsatz von dem Vorfall an der SPSE-Pipeline beeinflusst, welcher zu geringeren Rohöllieferungen und anschließender Abschaltung sowie Vorverlegung der Generalüberholung bestimmter Einheiten führte, die ursprünglich für 2010 vorgesehen waren.

*Cressier.* Für das Jahr 2009 betrug der Gesamtdurchsatz der Cressier-Raffinerie durchschnittlich rund 53'300 bpd. Im Vorjahreszeitraum betrug der Gesamtdurchsatz der Cressier-Raffinerie durchschnittlich rund 54'300 bpd. Der Gesamtdurchsatz im Jahr 2009 war hauptsächlich von dem Vorfall an der SPSE-Pipeline im August 2009 beeinflusst. Der Durchsatz im Jahr 2008 wurde durch eine geplante Wartung während der ersten zwei Wochen im Dezember beeinträchtigt, gefolgt von einem Streik in Fos-sur-Mer, durch den die Inbetriebnahme für den Rest des Dezembers verzögert wurde.

#### *Personalaufwand*

Für das Jahr 2009 verringerte sich unser Personalaufwand von USD 398,0 Millionen verglichen mit dem gleichen Zeitraum im Jahr 2008 um USD 46,9 Millionen auf USD 351,1 Millionen. Diese Abnahme war vor allem auf die rückwirkende Anpassung im ersten Quartal 2008 zurückzuführen, durch die der Personalaufwand in Übereinstimmung mit IFRS 2 (*überarbeitet*) «Aktienbasierte Vergütung – Ausübungsbedingungen und Annullierungen» um USD 21,5 Millionen erhöht wurde. Da die Funktionalwährung der Gesellschaft der USD ist, wurden die Personalkosten für das am 31. Dezember 2009 endende Geschäftsjahr von dem stärkeren USD positiv beeinflusst, da die Personalkosten in verschiedenen lokalen Währungen wie dem EUR, GBP und CHF bezahlt werden. Diese Abnahme wurde teilweise durch eine gestiegene Lohnsumme infolge der Akquisition der französischen Raffinerien kompensiert.

#### *Betriebsaufwand*

Für das Jahr 2009 verringerten sich unsere betrieblichen Aufwendungen von USD 490,5 Millionen für den gleichen Zeitraum im Jahr 2008 um USD 39,3 Millionen auf USD 451,2 Millionen. Die Abnahme war in erster Linie auf den im Jahr 2009 im Vergleich zu 2008 gegenüber GBP und EUR stärkeren USD zurückzuführen, denn ein bedeutender Teil der variablen Kosten wie Chemikalien und Energie werden in lokaler Währung bezahlt. Für die Coryton-Raffinerie reduzierten sich die Kosten für Erdgas aufgrund gefallener Preise an den Spotmärkten und des Verbrauchs infolge der Generalüberholung in 2009. Die Rückgänge wurden teilweise vom gestiegenen Betriebsaufwand als Folge der Übernahme der Petit Couronne- und Reichstett-Raffinerien im März 2008 ausgeglichen. Der im Jahr 2009 geringere Betriebsaufwand widerspiegelt auch die Auflösung einer Umweltrückstellung von BRC in der Höhe von USD 18,8 Millionen im ersten Quartal 2008.

#### *Abschreibungen und Amortisationen*

Für das Jahr 2009 erhöhte sich unser Aufwand für Abschreibungen und Amortisationen von USD 230,3 Millionen für den gleichen Zeitraum im Jahr 2008 um USD 51,8 Millionen auf USD 282,1 Millionen. Diese Zunahme war hauptsächlich auf die zusätzlichen Abschreibungen im Zusammenhang mit dem Erwerb der Raffinerien Petit Couronne und Reichstett am 31. März 2008 zurückzuführen.

#### *Übriger Verwaltungsaufwand*

Für das Jahr 2009 verringerten sich unsere übrigen Verwaltungskosten von USD 72,4 Millionen für den gleichen Zeitraum im Jahr 2008 um USD 16,7 Millionen auf USD 55,7 Millionen. Diese Abnahme war hauptsächlich getrieben durch den Rückgang von Integrationskosten im Zusammenhang mit unserer Akquisition im Jahr 2008.

*Finanzaufwand, netto*

Für das Jahr 2009 stieg unser Netto-Finanzaufwand von USD 140,3 Millionen für den gleichen Zeitraum im Jahr 2008 um USD 24,3 Millionen auf USD 164,6 Millionen. Diese Zunahme im Jahr 2009 resultierte hauptsächlich aus Zinsaufwendungen für drei Monate im Zusammenhang mit der neuen Wandelanleihe 2015 sowie aus der Refinanzierung der Wandelanleihe 2013 im September 2009 entstandenen Aufwendungen, welche Transaktionskosten, Abschreibungen auf kapitalisierte Finanzierungskosten und gestiegenen Zinsaufwendungen beinhaltet.

*Währungsumrechnungsgewinne*

Unsere Währungsumrechnungsergebnisse zeigen für das am 31. Dezember 2009 endende Geschäftsjahr einen Gewinn in von USD 2,5 Millionen verglichen mit einem Gewinn von USD 12,4 Millionen im gleichen Zeitraum 2008. Der Gewinn resultiert

aus der Neubewertung bestimmter, nicht in USD denominierter, Fremdwährungspositionen gegenüber dem GBP, EUR und CHF.

*(Ertragssteueraufwand)/Ertragssteuerertrag*

Unser Ertragssteuerertrag sank um USD 49,9 Millionen und resultierte in einem Ertragssteueraufwand in Höhe von USD 10,4 Millionen für das Jahr 2009 verglichen mit einem Ertragssteuerertrag in Höhe von USD 39,5 Millionen im Vorjahr. Unser effektiver Ertragsteuersatz entspricht einem Ertragssteueraufwand von 10,6% im Jahr 2009 und einem Ertragssteuerertrag von 10,6% im Jahr 2008. Der Ertragssteuersatz wurde von tieferen Raffineriemargen, aufgegebenen Geschäftsbereichen und nicht liquiditätswirksamen Wechselkursschwankungen beeinflusst. Zusätzlich wurde der Ertragssteuersatz weiter von unberücksichtigten steuerlichen Verlustvorträgen beeinträchtigt.

## Liquidität und Kapitalressourcen

### Geldflüsse

In der nachstehenden Tabelle ist die Geldfluss-Aktivität für die angeführten Zeiträume zusammengefasst:

(in Millionen USD)	Für das Geschäftsjahr per 31. Dezember	
	2009	2008
Geldflüsse aus Geschäftstätigkeit	(97,1)	747,2
Geldflüsse aus Investitionstätigkeit	(272,6)	(1'119,3)
Geldflüsse aus Finanzierungstätigkeit	159,3	525,3
<b>Nettogeldfluss</b>	<b>(210,4)</b>	<b>153,2</b>
Wechselkursdifferenzen	11,8	(5,9)
Flüssige Mittel per 1. Januar	209,8	62,5
<b>Flüssige Mittel per 31. Dezember</b>	<b>11,2</b>	<b>209,8</b>

*Geldflüsse aus Geschäftstätigkeit*

Für das Jahr 2009 betragen die Netto-Geldabflüsse aus Geschäftstätigkeiten USD 97,1 Millionen verglichen mit Netto-Geldzuflüssen aus Geschäftstätigkeiten von USD 747,2 Millionen für den gleichen Zeitraum im Jahr 2008. Der Nettoverlust in der Höhe von USD 249,9 Millionen im Jahr 2009 verglichen mit USD 516,6 Millionen im Jahr 2008 hatte negative Auswirkungen auf die Geldflüsse aus Geschäftstätigkeiten. Die tieferen Raffineriemargen-Cracks führten im Vergleich zum Jahr 2008 zu reduzierten Geldzuflüssen. Nettoveränderungen im Betriebskapital und andere Veränderungen hatten weitere Geldabflüsse im Umfang von USD 248,4 Millionen für das per 31. Dezember 2009 endende Geschäftsjahr zur Folge. Der Ölpreiszerfall im Jahr 2008 führte zu einer tieferen Kapitalbin-

dung der Vorräte, wodurch ein höherer Bestand an flüssigen Mitteln per 31. Dezember 2008 resultierte.

*Geldflüsse aus Investitionstätigkeit*

Für das Jahr 2009 betragen die Netto-Geldabflüsse aus Investitionstätigkeiten USD 272,6 Millionen verglichen mit USD 1'119,3 Millionen für den gleichen Zeitraum im Jahr 2008. Die im Jahr 2009 verwendeten flüssigen Mittel betrafen in erster Linie Investitionsausgaben für Generalüberholungen in den Raffinerien Coryton, Reichstett und Ingolstadt. Am 31. März 2008 hatte die Gesellschaft den Erwerb der Raffinerien Petit Couronne und Reichstett abgeschlossen, was zu einem Netto-Geldabfluss von USD 810,9 Millionen führte. Die übrigen Geldabflüsse im Jahr 2008 wurden hauptsächlich in die

Instandhaltung, betriebserlaubnisbezogene Aktivitäten sowie Generalüberholungen investiert.

#### *Geldflüsse aus Finanzierungstätigkeit*

Für das Jahr 2009 betragen die Netto-Geldzuflüsse aus Finanzierungstätigkeiten USD 159,3 Millionen verglichen mit USD 525,3 Millionen aus Finanzierungstätigkeiten im gleichen Zeitraum 2008. Im September 2009 hat die Gesellschaft die Unternehmensanleihe 2019 ausgegeben, was zu einem Nettoerlös von USD 385,5 Millionen führte. Dieser wurde im Oktober 2009 für den Rückkauf eines Teils der Wandelanleihe 2013 verwendet. Ebenfalls im September 2009 schlossen wir ein Bezugsrechtsangebot ab, welches zu einem Nettoerlös von USD 272,0 Millionen führte. Weitere Finanzierungstätigkeiten im Jahr 2009 betrafen die Rückzahlung von Krediten im Rahmen der Betriebskapitalfazilitäten. Im Jahr 2008 resultierte aus der Emission der Wandelanleihe 2013 ein Nettoerlös in Höhe von USD 491,6 Millionen.

#### **Investitionsausgaben**

Unsere Investitionsausgaben, ausgenommen Ausgaben für Akquisitionen, unterteilen wir in fünf Hauptkategorien:

*Betriebserlaubnisbezogene Investitionen* umfassen Investitionsausgaben für die Optimierung und Modernisierung unserer Produktionsstätten, die seitens lokaler Behörden als Voraussetzung für die Gewährung oder Verlängerung der Betriebsgenehmigungen unserer Anlagen gefordert werden. Diese beinhalten Verbesserungen der Verarbeitungssicherheit und Installationen zur Verringerung von Umweltemissionen.

*Investitionen in die Instandhaltung* umfassen regelmässige, nicht auf den Erhalt der Betriebserlaubnis bezogene Investitionsausgaben für die Wartung unserer Raffinerieanlagen sowie zur Förderung der Betriebssicherheit.

*Investitionen in Generalüberholungen* umfassen Investitionsausgaben im Zusammenhang mit geplanten Betriebsunterbrüchen, zur Ausführung erforderlicher Reparaturarbeiten, der Durchführung vorbeugender Wartungsarbeiten, dem Austausch von Katalysatoren und der Umsetzung von Modernisierungen. Wir führen in unseren Raffinerien generell alle vier bis fünf Jahre umfangreiche geplante Generalüberholungen durch, die von jeweils einer kleineren Revision nach zwei Jahren ergänzt werden.

*Projektbezogene Investitionen* umfassen Investitionsausgaben zur Optimierung und Modernisierung unserer Produktionsanlagen, die einen bedeutenden Beitrag zur Bruttomarge des

Unternehmens beitragen. Von diesen Projekten wird erwartet, dass sie entweder eine Kapazitätssteigerung oder eine höhere Ausbeute an hochwertigen Mineralölprodukten mit sich bringen.

*Investitionen in Informationstechnologie* umfassen die Kosten von Softwareintegration, insbesondere im Zusammenhang mit Akquisitionen, und Systemupgrades.

Unsere Investitionsausgaben, ausgenommen Ausgaben für Akquisitionen, sind in der nachstehenden Tabelle nach Hauptkategorien, jeweils für das Jahr endend per 31. Dezember zusammengefasst:

(in Millionen USD)	2009	2008
Betriebserlaubnisbezogen	41,7	53,7
Instandhaltung	141,6	163,2
Generalüberholung	158,8	75,1
Projekte	1,9	9,1
Informationstechnologie	3,7	20,4
<b>Investitionsausgaben</b>	<b>347,7</b>	<b>321,5</b>

Informationen über unsere im Jahr 2010 geplanten Investitionsausgaben werden im Abschnitt «Ausblick» erörtert.

## Zusammenfassung der Verbindlichkeiten

### Überblick

In der nachstehenden Tabelle sind unsere Finanzverbindlichkeiten und flüssige Mittel jeweils per 31. Dezember dargelegt:

(in Millionen USD)	2009	2008
Langfristige Fazilitäten	1'683,8	1'632,8
Betriebskapitalfazilitäten	149,6	249,1
<b>Total Finanzschulden</b>	<b>1'833,4</b>	<b>1'881,9</b>
Flüssige Mittel	11,2	209,8
<b>Netto-Finanzschulden</b>	<b>1'822,2</b>	<b>1'672,1</b>

Nachstehend ist eine Zusammenfassung unserer Kreditfazilitäten und sonstigen Finanzierungsvereinbarungen dargelegt einschliesslich einer Beschreibung unserer Pläne in Bezug auf diese Fazilitäten oder Vereinbarungen.

## Betriebskapitalfazilitäten

### *Neue revolvingende Betriebskreditfazilität («Neue RCF»)*

Einige unserer Tochtergesellschaften sind im Rahmen eines Vertrages vom 16. Oktober 2009 an einer verbindlich gesicherten revolvingenden Betriebskreditfazilität (Revolving Credit Facility – «RCF») in Höhe von USD 1,05 Milliarden beteiligt, die unsere frühere Betriebskreditfazilität ersetzt hat. Die Neue RCF beinhaltet eine Option, die Kreditlinie auf bis zu USD 2,0 Milliarden zu erhöhen, und zwar auf einer zuvor genehmigten, aber unverbindlichen Basis, primär in Verbindung mit höheren Betriebskapitalerfordernissen oder im Zusammenhang mit künftigen Akquisitionen. Die Gesellschaft hat auch Zugang zu wesentlichen unverbindlichen Kreditlinien durch die Zusage von Banken und dadurch die Möglichkeit erhöhter Liquidität. Ab dem 31. Dezember 2009 hatte die Gesellschaft durch die Neue RCF eine zusätzliche unverbindliche Kreditlinie von USD 1,06 Milliarden, was den Gesamtumfang der Neuen RCF auf USD 2,11 Milliarden erhöht.

Die Neue RCF ist, vorbehaltlich der Höhe des Umlaufvermögens als Belehnungslimite, in Form von Kreditbriefen, kurzfristigen Darlehen und Überziehungskrediten verfügbar. Barkredite und revolvingende Kredite zusammen dürfen 60 % der zugesagten Kreditfazilität nicht überschreiten und die Überziehungskredite sind auf USD 100 Millionen beschränkt. Der Zinssatz für Barausleihungen entspricht dem Gesamtbetrag aus dem LIBOR plus einer Marge und Fixkosten. Die Marge ist abhängig von einem Preistraster, welche auf Grundlage des Verhältnisses von Nettoverschuldung zu Nettoeigenkapital des Unternehmens festgelegt wird. Die Marge reicht von 2,75 % bis 4,00 % für ein Verhältnis von weniger als 25 % beziehungsweise mehr als 60 %. Die Kommissionen für die Finanzierungsinstrumente unterliegen ebenfalls einer Preistabelle, die durch die Bestimmung des Verhältnisses zwischen Nettoverschuldung und Nettoeigenkapital der Gesellschaft festgelegt wird.

Kreditaufnahmen unter der RCF sind gemeinschaftlich und einzeln von bestimmten Tochtergesellschaften garantiert und durch bestimmte Vermögenswerte der Kreditnehmer und der Garantiegeber abgesichert. Die Form einer derartigen Absicherung umfasst gewisse Sicherheiten in Form von Bankkonten (bei beteiligten Banken), Vorräten, Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Sachanlagen. In Verbindung mit vertraglich definierter Nichterfüllung kann der entsprechende «Security Agent» der RCF unter bestimmten Umständen die Pfändung der unter Pfand stehenden Vermögenswerte erwirken. Diese Verpfändungen erlöschen am 16. Oktober 2012 mit Auslauf der Neuen RCF.

Der Saldo aus Bankdarlehen und Überziehungskrediten im Rahmen der Neuen RCF beträgt USD 138,8 Millionen. Der Buchwert dieser Kosten beträgt per 31. Dezember 2009 USD 13,5 Millionen.

### *Sonstige Betriebskapitalfazilitäten*

Einem unserer Tochterunternehmen steht im Zusammenhang mit Schweizer Pflichtlagern eine kleinere Betriebskapitalfazilität zur Verfügung, davon wurden per 31. Dezember 2009 USD 24,3 Millionen (2008: USD 23,4 Millionen) beansprucht.

## Kreditvertragsauflagen

Die neue Betriebskreditfazilität enthält Vertragsauflagen, die einige unserer Aktivitäten einschränken könnten. Dazu gehören Beschränkungen hinsichtlich der Schaffung oder Duldung gewisser Sicherheiten, der Teilnahme an gewissen Fusionen und Konsolidierungen, des Verkaufs oder anderweitiger Abgänge gewisser Sachanlagen, des Ausstellens gewisser Garantien, der Gewährung bestimmter Darlehen, des Eingehens bestimmter Beteiligungen, der Übernahme weiterer Schuldverpflichtungen, bestimmter zusätzlicher Schulden oder anderer Zahlungseinschränkungen, sowie der Anpassung/Änderung wesentlicher Verträge.

Die Neue RCF-Vereinbarung enthält zudem drei finanzielle Vertragsauflagen, die quartalsweise berechnet werden und uns zur Einhaltung folgender Rahmenbedingungen verpflichten:

- Konsolidierte Netto-Aktiven («consolidated tangible net worth») in Höhe von mindestens USD 1,5 Milliarden;
- Clean-EBITDA (nach Definition in der RCF-Dokumentation) gegenüber dem Nettozinsaufwand mindestens im Verhältnis 2,5 zu 1,0 für die vier vorangegangenen aufeinanderfolgenden Quartale zu halten; und
- ein Minimumverhältnis von Umlaufvermögen zu kurzfristigen Verbindlichkeiten von 1,05 zu 1.

Die Einhaltung dieser Vertragsklauseln wird in der Dokumentation zur Neuen RCF definiert.

Am 31. Dezember 2009 lag das Verhältnis des Clean-EBITDA zum Nettozinsaufwand unter 2,5 zu 1,0. Am 27. Januar 2010 erhielt die Gesellschaft in Bezug auf diese Vertragsauflage eine Verzichtserklärung für das vierte Quartal 2009 bis zum dritten Quartal 2010. Während der Verzichtserklärungsperiode und solange das Verhältnis des Clean-EBITDA zum Nettozinsaufwand unter 2,5 zu 1 liegt, wird die Zinsspanne auf Barkredite um 0,25 % erhöht und die Gesellschaft muss eine zusätzliche Kreditvertragsauflage erfüllen, wonach der freie Geldfluss («Free Cash Flow») der Gesellschaft vor Änderungen

im Betriebskapital, gemäss der Definition in der Dokumentation der Verzichtserklärung, in der Periode ab 1. Januar 2010 und an jedem Quartalsende nicht mehr als minus USD 250 Millionen betragen darf.

### Wandelanleihe

*Wandelanleihe über USD 150 Millionen, 4,0%, fällig 2015 («WA 2015»)*

Die Petroplus Finance Ltd., eine Tochtergesellschaft, hat am 16. Oktober 2009 eine erstrangige gesicherte Wandelanleihe mit Fälligkeit im Jahr 2015 in Höhe von USD 150 Millionen ausgegeben. Die Anleihe ist durch die Gesellschaft sowie bestimmte Tochtergesellschaften gesichert. Jede Anleihe mit einem Nennwert von USD 100'000 ist in Stammaktien der Gesellschaft umtauschbar, und zwar zu einem Wandlungspreis von CHF 30.61 je Aktie, mit einem fixen Wechselkurs bei der Umwandlung von USD/CHF 1.0469. Die WA 2015 wird mit einem jährlichen Zinssatz von 4,0% verzinst. Die Zinszahlungen erfolgen halbjährlich per 16. Oktober und 16. April jeden Jahres, in dem die Verbindlichkeit besteht und beginnen am 16. April 2010. Die mit der Begebung der Wandelanleihe verbundenen Finanzierungskosten wurden in Höhe von insgesamt USD 2,6 Millionen erfasst und werden über sechs Jahre abgeschrieben.

*Wandelanleihe über USD 500 Millionen, 3,375%, fällig 2013 («WA 2013»), am 16. Oktober 2009 zurückgekauft*

Am 12. Oktober 2009 kündigte Petroplus den erfolgreichen Ausgang des Zeichnungsangebots zum Rückkauf aller ausstehenden garantierten Wandelanleihen mit einer Laufzeit bis 2013 in Höhe von USD 500 Millionen an. Am 16. Oktober 2009 wurden die WA 2013 zum Nominalwert von USD 500,0 Millionen zuzüglich der aufgelaufenen Zinsen, die vom 26. September 2009 bis zum 16. Oktober 2009 (20 Tage) berechnet wurden, zurückgezahlt. Die verbleibenden kapitalisierten Finanzierungskosten von USD 6,0 Millionen und die Differenz zwischen dem Buchwert und dem beizulegenden Zeitwert des Anteils der Verbindlichkeiten von USD 2,1 Millionen wurden per 30. September 2009 abgeschrieben und in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung unter «Finanzaufwand» erfasst. Die verbleibende Differenz zwischen dem Rückkaufspreis für die Wandelanleihe und dem beizulegenden Zeitwert des Anteils der Verbindlichkeit in Höhe von USD 35,0 Millionen wurde als Eigenkapitalminderung verbucht. Die Kosten des Rückkaufangebots beliefen sich auf USD 2,6 Millionen und wurden unter «Finanzaufwand» in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung ausgewiesen.

### Unternehmensanleihen

*Unternehmensanleihen von USD 400 Millionen zu 9,375% mit Fälligkeit 2019 («UA 2019»)*

Am 17. September 2009 hat die Petroplus Finance 3 Limited, eine Tochtergesellschaft des Unternehmens, Unternehmensanleihen im Wert von USD 400 Millionen mit einem Coupon von 9,375% und einer Laufzeit bis 2019 zu einem Emissionspreis von 98,42% ausgegeben, was einer Rendite von 9,625% entspricht. Der Coupon ist halbjährlich am 15. März und am 15. September zahlbar, beginnend am 15. März 2010.

Nach dem erfolgreichen Ausgang des Zeichnungsangebots und der darauffolgenden Tilgung der WA 2013 übernahm Petroplus Finance Limited die Verpflichtungen der Petroplus Finance 3 Limited unter der UA 2019. Die Gesellschaft und einige ihrer Tochtergesellschaften wurden Garantiegeber der UA 2019 und Petroplus Finance 3 Limited wurde von allen Verpflichtungen bezüglich der UA 2019 befreit.

*Unternehmensanleihe über USD 600 Millionen zu 6,75%, fällig 2014 («UA 2014») & Unternehmensanleihe über USD 600 Millionen zu 7%, fällig 2017 («UA 2017»)*

Am 1. Mai 2007 hat die Petroplus Finance Ltd. Unternehmensanleihen im Wert von USD 600 Millionen mit einem Coupon von 6,75% und einer Laufzeit bis 2014 sowie Unternehmensanleihen im Wert von USD 600 Millionen mit einem Coupon von 7% und einer Laufzeit bis 2017 (beide werden nachfolgend als «Anleihen» bezeichnet) ausgegeben. Die Erlöse aus den Anleihen wurden vom Unternehmen hauptsächlich für die Finanzierung der Akquisition der Coryton-Raffinerie eingesetzt. Die Gesamtsumme in Höhe von USD 1,2 Milliarden wird in der Bilanz unter den langfristigen verzinslichen Darlehen und Krediten ausgewiesen, abzüglich der Finanzierungskosten von rund USD 18,1 Millionen, welche über sieben bzw. zehn Jahre amortisiert werden.

### Finanzielle Kreditvertragsauflagen

Sowohl die WA 2015 als auch die Wandelanleihen 2014, 2017 und 2019 enthalten gewisse finanzielle Auflagen, im Rahmen derer es erforderlich ist, dass die Relation von EBITDA gegenüber der Bruttozinsen das Verhältnis von 2,0 zu 1,0 übersteigt. Bei dieser Verpflichtung handelt es sich um keine Erhaltungsaufgabe (maintenance covenant), und daher begehrt das Unternehmen keine Verletzung des Vertrages, wenn die Kennzahl nicht eingehalten wird. Die Gesellschaft ist lediglich bei der Kreditaufnahme ausserhalb der regulären Geschäftstätigkeit beschränkt, solange die Kennzahl das Verhältnis 2,0 zu 1,0 nicht übersteigt. Es bestehen keine Einschränkungen in Bezug auf kurzfristige Kredite.



## Liquidität

Die Fähigkeit der Gesellschaft, ihre Schulden einschliesslich Zinsen zu tilgen und ihre sonstigen Verbindlichkeiten zurückzuzahlen, ist von ihrer zukünftigen operativen Leistung ebenso abhängig wie von der Möglichkeit, Kredite neu aufzunehmen und zu refinanzieren. Beide Aspekte werden von der jeweiligen Wirtschaftslage und von finanziellen, geschäftlichen sowie sonstigen Faktoren beeinflusst, die sich teilweise der Kontrolle des Unternehmens entziehen.

Wir sind der Ansicht, dass unsere Geldflüsse aus der Geschäftstätigkeit, die Kredite im Rahmen unserer bestehenden Kreditfazilitäten und unsere weiteren Kapitalressourcen ausreichend sind, um den für die kommenden zwölf Monate erwarteten Zahlungsmittelbedarf der bestehenden Geschäftstätigkeiten zu decken. Die Fähigkeit des Unternehmens, ausreichend flüssige Mittel mit ihrer Betriebstätigkeit zu erwirt-

schaften, hängt von unserer zukünftigen Leistung und dem globalen Ölmarktpreis, den allgemeinen wirtschaftlichen, politischen, finanziellen, wettbewerbsbezogenen und weiteren Faktoren ab, welche sich unserer Kontrolle entziehen. Das Unternehmen könnte, in Zeiten schwacher Konjunktur, auf die Kapitalmärkte und/oder auf sonstige vorhandene finanzielle Ressourcen zurückgreifen, um seine finanzielle Position zu stärken. In Ergänzung könnten unsere zukünftigen Investitionsausgaben und unser sonstiger Finanzbedarf infolge verschiedener Faktoren, einschliesslich etwaiger Übernahmen, höher ausfallen als zurzeit erwartet.

## Vertragliche Verpflichtungen

In der nachstehenden Tabelle sind unsere wesentlichen vertraglichen Verpflichtungen und Zusagen per 31. Dezember 2009 zusammengefasst:

(in Millionen USD)	Fällige Zahlungen nach Perioden			
	Total	< 1 Jahr	1–5 Jahre	> 5 Jahre
Verzinsliche Darlehen und Kredite <sup>1)</sup>	2'795,5	289,1	1'077,0	1'429,4
Verpflichtungen aus Finanzierungsleasing	36,9	4,3	14,5	18,1
Verpflichtungen aus operativem Leasing	98,8	20,7	40,8	37,3
Verkaufsverpflichtungen <sup>2)</sup>	63,8	63,8	–	–
Kaufverpflichtungen <sup>2)</sup>	19,7	19,7	–	–
<b>Total</b>	<b>3'014,7</b>	<b>397,6</b>	<b>1'132,3</b>	<b>1'484,8</b>

<sup>1)</sup> Steht für die Nominalwerte der vertraglichen Verpflichtungen und nicht diskontierte Zinszahlungen ohne kapitalisierte Finanzierungskosten.

<sup>2)</sup> Stellt die vertragliche Verpflichtung für zukünftige Produktverkäufe und Investitionskaufverpflichtungen dar. Diese Verpflichtungen wurden mittels aktueller Informationen per 31. Dezember 2009 berechnet, deshalb kann sich der tatsächliche Verpflichtungsbetrag ändern. Variablen wie Produktpreis und Mengenanforderungen können zu einer Änderung der Mindestverpflichtungen führen.

## Ausblick

Die folgende Darlegung enthält zukunftsgerichtete Aussagen wie etwa derzeitige Prognosen in Bezug auf künftige Marktbedingungen und den Kurs, den wir in Zukunft einzuschlagen gedenken. Obwohl wir davon ausgehen, dass unsere Erwartungen hinsichtlich zukünftiger Ereignisse auf realistischen Annahmen basieren, bieten solche Prognosen keine Gewähr für zukünftige Leistungen. Unsere Annahmen basieren auf unserer betrieblichen Analyse und den Erwartungen, die aufgrund vergangener Betriebsleistungen, der Erwartungen des Managements wie nachfolgend ausgeführt und der bisherigen Betriebskosten an die Betriebsleistung unserer Anlagen gestellt werden. Faktoren, die sich unserer Kontrolle entziehen, können dazu führen, dass die tatsächlichen Ergebnisse wesentlich von unseren Erwartungen abweichen. Diese Faktoren werden insbesondere im Abschnitt «Zukunftsgerichtete Aussagen» sowie an anderen Stellen besprochen. Die nachstehend angeführten zukunftsgerichteten Finanzzahlen stellen die derzeitige Einschätzung dar und sollen nicht als zukünftige Ergebnisse betrachtet werden; der Leser wird zur Vorsicht gemahnt, sich zu sehr auf diese Finanzprognosen zu verlassen. Wir übernehmen keine Verpflichtung, die in diesem Dokument enthaltenen zukunftsbezogenen Aussagen infolge neuer Informationen, zukünftiger Ereignisse, Ereignisse nach dem Bilanzstichtag oder Sonstigem zu aktualisieren.

## Markt

Wir erwarten, dass sich die Marktaussichten 2010 für die europäische erdölverarbeitende Industrie verbessern werden, da wir Anzeichen einer wirtschaftlichen Erholung im atlantischen Becken sehen und einen damit einhergehenden Anstieg des Konsums, der unserer Meinung nach zu besseren Raffineriemargen führen wird. Obwohl wir weiterhin schwankende Raffineriemargen erwarten, sind wir überzeugt, in der Branche angemessen positioniert zu sein, um unseren Geschäftstätigkeiten unter den momentanen und erwarteten Marktbedingungen nachgehen und diese finanzieren zu können.

## Raffineriebetriebe

### Übersicht

Wie unter «Das Betriebsergebnis beeinflussende Faktoren» erörtert, ist es in unserer Branche üblich, sich nach den Benchmark-Marktindikatoren zu richten, wie, stellvertretend für Raffineriemargen, der abgeleiteten 5/2/2/1-Benchmark-Raffineriemarge für die Coryton-Raffinerie, der 6/1/2/2/1-Benchmark-Raffineriemarge für die BRC-Raffinerie, der 10/1/3/5/1-Benchmark-Raffineriemarge für die Ingolstadt-Raffinerie, der 4/1/2/1-Benchmark-Raffineriemarge für die Raffinerien Petit Couronne und Reichstett und der 7/2/4/1-Benchmark-Raffi-

neriemarge für die Cressier-Raffinerie. Als Indikatoren für die tatsächliche Raffineriemarge der Raffinerie muss der Benchmark für jede Raffinerie wie folgt angepasst werden: Die von uns verwendete Benchmark-Raffineriemarge basiert auf einer 100 %-Dated-Brent-Rohölpalette und entspricht nicht exakt der von der Raffinerie verwendeten Rohölpalette und muss daher um Abweichungen von der Benchmark-Produktpalette gegenüber der tatsächlichen oder erwarteten Produktpalette der Raffinerie und um weitere nicht berücksichtigte Faktoren in der Benchmark-Raffineriemarge korrigiert werden. Diese weiteren Faktoren umfassen die Rohöl- und Produktqualitäten, ein steigendes oder sinkendes Rohstoff- und Produktpresumfeld, den Zeitpunkt der Rohöl- und Rohstoffeinkäufe, den bei der Produktion verbrauchten Brennstoff, Rohstoffpreismangement, Transportkosten sowie Vorratsschwankungen.

Die nachstehend aufgeführten Durchsatzprognosen gehen von der Annahme aus, dass unsere Raffinerietätigkeiten im Jahr 2010 keinen Betriebsstörungen oder wirtschaftlich begründeten Einschränkungen unterliegen werden, mit Ausnahme der nachstehend beschriebenen Betriebsunterbrechungen für geplante Instandhaltungsarbeiten/Generalüberholungen:

### Raffinerie Coryton

Wir rechnen mit einem Gesamtdurchsatz der Coryton-Raffinerie im ersten Quartal 2010 zwischen 165'000 und 175'000 bpd. Wir erwarten, dass der Gesamtdurchsatz der Coryton-Raffinerie im Gesamtjahr 2010 zwischen 185'000 und 195'000 bpd liegen wird.

### Raffinerie BRC

Wir rechnen mit einem Gesamtdurchsatz der BRC-Raffinerie im ersten Quartal 2010 zwischen 100'000 und 110'000 bpd. Wir erwarten, dass der Gesamtdurchsatz der BRC-Raffinerie 2010 zwischen 80'000 und 90'000 bpd liegen wird; dies unter Berücksichtigung der für das zweite Quartal 2010 geplanten Generalüberholung.

### Raffinerie Petit Couronne

Wir rechnen mit einem Gesamtdurchsatz der Petit Couronne-Raffinerie im ersten Quartal 2010 zwischen 110'000 und 120'000 bpd. Wir erwarten, dass der Gesamtdurchsatz der Petit Couronne-Raffinerie im Jahr 2010 zwischen 120'000 und 130'000 bpd liegen wird.

### Raffinerie Ingolstadt

Wir rechnen mit einem Gesamtdurchsatz der Ingolstadt-Raffinerie im ersten Quartal 2010 zwischen 90'000 und 100'000 bpd. Wir erwarten, dass der Gesamtdurchsatz der Ingolstadt-

Raffinerie im Jahr 2010 zwischen 95'000 und 105'000 bpd liegen wird.

#### *Raffinerie Reichstett*

Wir rechnen mit einem Gesamtdurchsatz der Reichstett-Raffinerie im ersten Quartal 2010 zwischen 45'000 und 55'000 bpd. Wir erwarten, dass der Gesamtdurchsatz der Reichstett-Raffinerie im Jahr 2010 zwischen 55'000 und 65'000 bpd liegen wird; dies unter Berücksichtigung der für Ende des ersten Quartals 2010 geplanten Generalüberholung der FCC Anlage.

#### *Raffinerie Cressier*

Wir rechnen mit einem Gesamtdurchsatz der Cressier-Raffinerie im ersten Quartal 2010 zwischen 45'000 und 55'000 bpd. Wir erwarten, dass der Gesamtdurchsatz der Cressier-Raffinerie im Jahr 2010 zwischen 50'000 und 60'000 bpd liegen wird; dies unter Berücksichtigung der für das zweite Quartal 2010 geplanten Generalüberholung.

### **Sonstige Erlöse**

Wir sind an weiteren Tätigkeiten beteiligt, aus denen wir Erlöse erzielen. Diese konzentrieren sich hauptsächlich auf die Bereitstellung von Lagerkapazitäten für die strategischen Erdölreserven in ganz Europa. Wir schätzen, dass wir im Jahr 2010 ungefähr USD 50 Millionen an zusätzlichen Einnahmen aus diesen Tätigkeiten generieren werden.

### **Raffinations- und Marketingbetriebsaufwendungen**

Unter den Voraussetzungen der oben genannten Rohöldurchsätze rechnen wir damit, dass unsere jährlichen Raffinerie- und Marketingbetriebsaufwendungen, definiert als Raffinerie-, Personal-, Betriebs- und sonstige Verwaltungskosten, die mit der Verarbeitung von Rohöl- und Rohstoffen/Mischkomponenten zu raffinierten Produkten anfallen, sich im Jahr 2010 auf ungefähr USD 715 Millionen belaufen werden. Erdgas stellt die grösste Komponente unserer variablen betrieblichen Aufwendungen dar. Weitere wesentliche Komponenten der betrieblichen Aufwendungen umfassen die Personalkosten, Kosten für die laufende Instandhaltung und Wartung, Katalysatoren und Chemikalien.

Verschiedene Faktoren ausserhalb unseres Einflussbereichs; wie Energiepreise, ungeplante Stillstandszeiten und Wertänderungen des USD gegenüber dem EUR, GBP und CHF, können dazu führen, dass die tatsächlichen Ergebnisse von unseren Erwartungen abweichen. Diese Unterschiede können erheblich sein. Der Ausblick 2010 basiert auf den nachstehenden Wechselkursannahmen:

### **Für den Ausblick 2010 angewandte Fremdwährungskurse**

	2010
EUR/USD	1.40
GBP/USD	1.70
CHF/USD	0.90

### **Übrige Verwaltungs- und nichtbetriebliche Personalaufwendungen**

Wir erwarten, dass unsere übrigen Aufwendungen im Jahr 2010, die sich aus nichtbetrieblichen und Vertriebspersonalaufwendungen sowie übrigen Verwaltungskosten ohne leistungsorientierte Vergütungen zusammensetzen, ungefähr USD 140 Millionen betragen. Da ein bedeutender Teil der Personal- und übrigen Verwaltungskosten in lokaler Währung entstehen, werden die tatsächlichen Ergebnisse von den Wertschwankungen des USD gegenüber den lokalen Währungen abhängen.

### **Abschreibungen und Amortisationen**

Wir rechnen damit, dass die Abschreibungs- und Amortisationsaufwendungen 2010 ungefähr USD 315 Millionen betragen werden. Die Höhe der Abschreibungen wird sich in zukünftigen Perioden, je nach Höhe der Investitionen und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlagen sowie durch geringere/höhere Investitionsausgaben aufgrund von günstigen/ungünstigen Wechselkurseffekten ändern. Wir schreiben unsere Kapitalgüter, einschliesslich solcher in Zusammenhang mit Übernahmen, über eine Nutzungsdauer von 20 Jahren und die Kosten von Generalüberholungen über eine Nutzungsdauer von zwei bis fünf Jahren ab. Es kann künftig hin und wieder erforderlich sein, Wertminderungen basierend auf geminderten beizulegenden Zeitwerten der Vermögenswerte im Verhältnis zu deren Buchwerten vornehmen zu müssen.

### **Zinsaufwand**

Wir erwarten, dass unser Nettozinsaufwand für Kredite im Rahmen der Betriebskreditfazilitäten und für die Inanspruchnahme unserer Factoring-Vereinbarung einen Mischzinssatz des veröffentlichten Liborsatzes, zuzüglich etwa 3%, aufweisen werden. Darüber hinaus rechnen wir mit Zinsaufwendungen zu einem gewichteten Durchschnittssatz von 7,2% für unsere langfristigen Schulden. Zudem werden im Jahr 2010 aus der Wandelanleihe 2015 sowie der Unternehmensanleihe 2019 nicht liquiditätswirksame Akkretionsaufwände in der Höhe von ungefähr USD 5 Millionen resultieren. Der Zinsaufwand wird auch Akkreditivaufwand und nicht geldwirksame abgegrenzte Finanzierungskosten von ungefähr USD 10 Millionen pro Quartal beinhalten.

## Ertragssteuern

Wir erwarten, dass unser effektiver Ertragssteuersatz 2010 rund 10 % unseres Nettogewinns vor Ertragssteuern betragen wird, ohne Berücksichtigung einmaliger Ereignisse. Unser effektiver Ertragssteuersatz wird sich mit der Schwankung der Raffineriemargen verändern. Sinken beispielsweise die erzielten Raffineriemargen, erhöht sich unser effektiver Ertragssteuersatz. Auch Akquisitionen und Veräusserungen wirken sich auf die Höhe des effektiven Ertragssteuersatzes aus.

## Investitionsausgaben

Wir planen, unsere Investitionsausgaben aus den verfügbaren flüssigen Mitteln und intern generierten Geldflüssen zu finanzieren.

Wir rechnen damit, dass die Investitionsausgaben 2010 etwa USD 350 Millionen betragen werden. Unser Investitionsplan beinhaltet die Kosten für die Generalüberholungen der Raffinerieanlagen BRC, Cressier und Reichstett im Jahr 2010 sowie für die Einhaltung der EU-Anforderungen im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien und der Verwendung von Biokraftstoffen.

Unsere tatsächlichen Investitionsausgaben könnten von Wechselkursveränderungen des USD gegenüber lokalen Währungen beeinflusst werden.

In der nachstehenden Tabelle sind die wichtigsten geplanten grösseren Generalüberholungen je Raffinerie für 2010 zusammengefasst:

### Übersicht geplanter grösserer Generalüberholungen

	2010	
	Dauer	Zeitpunkt
BRC	40–45 Tage	Mitte 2.Q. 2010
Cressier	35–40 Tage	Früh im 2.Q. 2010
Reichstett	35–40 Tage	Spät im 1.Q. 2010

In der nachstehenden Tabelle sind unsere veranschlagten Investitionsausgaben für das per 31. Dezember 2010 endende Jahr nach den wichtigsten Kategorien geordnet zusammengefasst:

### Geplante Investitionsausgaben

(in Millionen USD)	2010
Betriebserlaubnisbezogen	82,2
Instandhaltung	151,5
Generalüberholungen	114,9
Informationstechnologie	1,4
<b>Investitionsausgaben</b>	<b>350,0</b>

## Investitionsprogramm

Wir sind der Ansicht, dass langfristige Kapitalprojekte infolge von Anlaufzeiten, wirtschaftlichen und branchenweiten Verzögerungen den Aktionären keinen Mehrwert in einem angemessenen Zeitrahmen bringen. Wir konzentrieren uns deshalb auf Investitionsprojekte, welche kurzfristig umgesetzt werden können. In der Ingolstadt-Raffinerie haben wir zum Beispiel im Jahr 2008 USD 4,5 Millionen für ein Diesel-Maximierungsprojekt investiert, das die Dieseldieselkraftstoffproduktion gegenüber der Heizölproduktion steigerte. Unser Investitionsplan für 2010 beinhaltet lediglich Kosten für Instandhaltungs-, betriebserlaubnisbezogene Arbeiten und Generalüberholungen sowie für Projekte zur Optimierung von Wartung und Energieverbrauch.

## Quantitative und qualitative Offenlegung von Marktrisiken

### Allgemeines

Inhärente Risiken des Raffineriegeschäfts sind unter anderem mögliche Verluste durch ungünstige Entwicklungen der Rohstoffpreise und bestimmter Betriebskosten, Wechselkurs- und Zinssatzschwankungen sowie Gegenpartei- und Betriebsrisiken.

### Rohstoffpreisrisiko

Unser Gewinn, der Geldfluss und die Liquidität unterliegen einer Vielzahl von Faktoren, auf die wir keinen Einfluss haben, so zum Beispiel der Versorgung mit Rohöl und anderen Rohmaterialien und der Nachfrage nach Benzin, Dieseldieselkraftstoff sowie anderen raffinierten Mineralölerzeugnissen. Das Angebot und die Nachfrage nach diesen Rohstoffen hängt unter anderem von Veränderungen der regionalen und globalen Wirtschaft, saisonbedingten Einkaufsmuster, Witterungsbedingungen, der Logistik, regionalen und globalen politischen Gegebenheiten, geplanten und nicht geplanten Stillstandszeiten in den Raffinerien, Pipelines und Produktionsanlagen, dem Umfang der neuen Raffineriekapazitäten, der Vermarktung der Treibstoffe der Konkurrenz sowie dem Ausmass der staatlichen Regulierungen ab. Unsere Umsatzerlöse schwanken erheblich mit Bewegungen der Preise für raffinierte Mineralölprodukte, wie unsere Herstellungskosten mit den Preisen für Rohöl und sonstige Rohstoffe schwanken. Unsere Betriebskosten variieren mit den schwankenden Preisen für Erdgas und Elektrizität.

### Kreditrisiko

Kreditrisiken entstehen aufgrund des potenziellen Unvermögens einer Vertragspartei, ihre vertraglichen Verpflichtungen zu erfüllen, was zu einem finanziellen Verlust für das Unternehmen führen könnte. Uns entstehen Kreditrisiken aus an

Kunden gewährten Handelskrediten sowie aus der Platzierung von Einlagen bei Finanzinstituten. Unser maximales Ausfallrisiko wird durch die Buchwerte der in der Bilanz ausgewiesenen flüssigen Mitteln und Forderungen, einschliesslich derivativer Finanzinstrumente mit positivem Marktwert, wiedergegeben.

### Fremdwährungsrisiko

Wechselkursrisiken entstehen dadurch, dass ein Teil unserer Umsatzerlöse sowie Personal- und Betriebskosten in EUR, CHF und GBP anfallen und anschliessend in unsere funktionale Währung USD umgerechnet werden. Folglich wirkt sich ein Wertverlust des USD gegenüber diesen Währungen negativ auf unsere Verbindlichkeiten und Aufwendungen und positiv auf unsere Umsatzerlöse und Vermögenswerte aus. Andererseits hat eine Wertzunahme des USD gegenüber dem EUR, CHF und GBP die gegenteilige Wirkung.

### Zinsrisiko

Per 31. Dezember 2009 beliefen sich unsere im Rahmen von Betriebskreditfazilitäten ausstehenden Kredite auf USD 163,1 Millionen (vor kapitalisierten Finanzierungskosten). Da die Zinssätze der im Rahmen dieser Betriebskreditfazilitäten in Anspruch genommenen Kredite schwanken, besteht ein Zinsrisiko.

### Liquiditätsrisiko

Unsere Fähigkeit, unsere Schulden einschliesslich Zinsen zu tilgen und unsere sonstigen Verbindlichkeiten zurückzuzahlen, ist von unserer zukünftigen geschäftlichen Leistung ebenso abhängig wie von der Möglichkeit, Kredite neu aufzunehmen und zu refinanzieren. Beide Aspekte werden von der jeweiligen Wirtschaftslage und finanziellen, geschäftlichen sowie sonstigen Faktoren beeinflusst, die sich teilweise unserer Kontrolle entziehen.

Unsere Fähigkeit, ausreichend flüssige Mittel aus unserer Betriebstätigkeit zu erwirtschaften, hängt von unserer zukünftigen Leistung und dem globalen Ölmarktpreis, den allgemeinen wirtschaftlichen, politischen, finanziellen, wettbewerbsbezogenen und weiteren Faktoren ab, welche sich unserer Kontrolle entziehen. In Ergänzung könnten unsere zukünftigen Investitionsausgaben und unser sonstiger Finanzbedarf infolge verschiedener Faktoren, einschliesslich etwaiger Übernahmen, höher ausfallen als zurzeit erwartet.

## Geschäfts- und branchenbezogene Risiken

Veränderungen der wirtschaftlichen, politischen, gesetzlichen, gesellschaftlichen, geschäftlichen und finanziellen Lage sowie des Wettbewerbs- und Branchenumfelds bergen ebenfalls Risiken für uns. Die wichtigsten dieser Risiken sind nachfolgend aufgeführt.

**Die allgemeinen widrigen wirtschaftlichen Bedingungen hatten einen negativen Effekt auf unser Geschäft, Betriebsergebnis, unsere Finanzlage sowie zukünftige Wachstumspläne und könnten sich weiterhin ungünstig auswirken.**

Seit August 2007 verzeichneten die Finanzmärkte Europas und anderenorts extreme Volatilität und Störungen, im Wesentlichen aufgrund der sich auf das globale Finanzsystem auswirkenden Belastungen, die im zweiten Halbjahr 2008 sowie im Jahr 2009 erheblich an Fahrt gewannen. Die meisten europäischen Länder, die USA und Japan durchlebten einen Wirtschaftsabschwung, der das Vertrauen der Konsumenten und der Wirtschaft sowie die Ausgaben negativ beeinflusste und dies auch weiterhin tun könnte. Wir können nicht vorhersehen, wie schwerwiegend oder anhaltend diese Rezessionen letztendlich sein werden, trotz vergangener und zukünftiger staatlicher Interventionen in den weltweit wichtigsten Volkswirtschaften. Geringe wirtschaftliche Aktivitäten während Rezessionen führen oft zu einem rückläufigen Energieverbrauch einschliesslich geringerer Nachfrage nach unseren Raffinerieprodukten. Dies könnte geringere Umsatzerlöse und Margen zur Folge und somit erhebliche negative Auswirkungen auf unser Geschäft, Betriebsergebnis, unsere Finanzlage und zukünftige Wachstumspläne haben. Zum Beispiel wurde im zweiten Quartal 2009 die Teesside-Raffinerie aufgrund des ungünstigen Marktumfeldes aus wirtschaftlichen Gründen abgeschaltet. Im vierten Quartal wurde entschieden, die Raffinerie-Aktivitäten einzustellen. Die Anlage soll als Vertriebs- und Lagerstätte dienen.

**Anhaltende Turbulenzen der Finanzmärkte könnten unsere Fähigkeit, Kredite und Finanzierungen zu angemessenen Konditionen zu erhalten, negativ beeinflussen, was einen stark negativen Effekt auf unsere finanzielle Lage hätte.**

Die gegenwärtigen globalen Kreditmärkte haben einen entscheidenden Einfluss auf die Verfügbarkeit von Finanzierungen. Dies führt zu weniger attraktiven Konditionen bestimmter Finanzierungen und der Verknappung entsprechender Angebo-

te. In der Vergangenheit haben wir zur Finanzierung von Akquisitionen auf die Kapitalmärkte zurückgegriffen und werden dies auch zukünftig in Betracht ziehen. Auch steht uns eine revolvingende Kreditfazilität zur Finanzierung von Rohölkäufen und anderen operativen Ausgaben zur Verfügung. Anhaltende Unsicherheit an den Kredit- und Kapitalmärkten könnte einen negativen Einfluss auf die Verlängerung dieser Fazilität oder den Zugang zu anderen Finanzierungen zu angemessenen Konditionen haben. Dies wiederum könnte sich nachteilig auf unsere finanzielle Lage auswirken, sollte der Bedarf an flüssigen Mitteln über dem intern generierten Geldfluss liegen. Falls die Situation an den Finanzmärkten anhält oder sich verschlechtert, könnte es sein, dass sich das Unternehmen alternative Quellen zu potenziell weniger attraktiven Konditionen suchen muss, was einen erheblichen negativen Einfluss auf unsere Finanzlage haben könnte.

**Raffineriemargen wirken sich erheblich auf die Rentabilität und den Geldfluss aus. Die Preise für Rohöl und raffinierte Mineralölprodukte, die Raffineriemargen und das Betriebsergebnis der Gesellschaft wiesen in der Vergangenheit erhebliche Schwankungen auf.**

Das Ergebnis eines Raffinerieunternehmens wird vor allem durch das Verhältnis zwischen den Preisen für raffinierte Mineralölprodukte und dem verwendeten Rohöl beeinflusst. Die Preisdifferenz bildet nach Abzug der direkten Kosten die Raffineriemarge. Dies bedeutet, dass wir mit unserer Raffinerietätigkeit nur dann einen Betriebsgewinn oder positiven Geldfluss erzielen, wenn wir beim Einkauf der Rohstoffe und beim Verkauf der raffinierten Mineralölprodukte Margen erzielen, die die fixen und variablen Kosten unserer Raffinerien decken. Seit dem zweiten Halbjahr 2008 sind unsere Raffineriemargen rückläufig, und ist es möglich, dass sie in Zukunft aufgrund von Faktoren, die wir nicht beeinflussen können, weiter sinken. Tiefere Raffineriemargen könnten signifikante negative Auswirkungen auf das Geschäft, das Betriebsergebnis und die Finanzlage des Unternehmens nach sich ziehen.

In der Vergangenheit zeigten die Raffineriemargen erhebliche Schwankungen. Raffineriemargen werden hauptsächlich beeinflusst vom Angebot von und der Nachfrage nach Rohöl und raffinierten Mineralölprodukten, die den Marktpreis der Produkte bestimmen. Zu den anderen Faktoren, die die Preise und Raffineriemargen beeinflussen, gehören unter anderem (die Liste ist nicht vollständig):

- Veränderungen der wirtschaftlichen Bedingungen einschliesslich Wechselkursschwankungen;
- Veränderungen der globalen und lokalen Nachfrage nach raffinierten Mineralölprodukten;

- Marktbedingungen in den Ländern, in denen wir unsere raffinierten Mineralölprodukte herstellen oder verkaufen bzw. der Durchsatz anderer Raffinerien in Europa;
- Die gesamte Raffineriekapazität der weltweiten Raffineriebetriebe für die Veredelung von Rohöl in raffinierte Mineralölprodukte;
- Veränderungen der Kosten oder Verfügbarkeit von Transportmöglichkeiten für Rohöl, Rohstoffe und raffinierte Mineralölprodukte;
- Die Möglichkeit, Preisunterschiede für raffinierte Mineralölprodukte in geografisch unterschiedlichen Märkten zu nutzen;
- Lagerbestände von individuellen Raffinerieprodukten und Rohöl;
- Die politische Entwicklung und mögliche Krisen in Erdölförderregionen wie dem Nahen Osten, Russland, Afrika und Südamerika;
- Die Möglichkeit der Organisation für Erdöl exportierende Länder und anderer Erdöl produzierender Nationen, Rohölpreise festzusetzen und die Förderung zu überwachen;
- Saisonal bedingte Nachfrageschwankungen;
- Erwartete und tatsächlich eintretende Wetterverhältnisse;
- Preisänderungen, sofern sie nicht abgesichert sind, zwischen dem Zeitpunkt des Einkaufs der Rohölvorräte und dem des Verkaufs der raffinierten Mineralölprodukte;
- Der Umfang der staatlichen Regulierung, insbesondere im Rahmen der Umweltpolitik, Treibstoffspezifikationen und Energiesteuern;
- Die Fähigkeit von Lieferanten, Transporteuren und Einkäufern, ihre vertraglich vereinbarten Leistungen termingerecht bzw. überhaupt zu erbringen (einschliesslich aller mit der physischen Lieferung verbundenen Risiken);
- Entwicklung, Preis, Verfügbarkeit und Akzeptanz von alternativen Treib- und Brennstoffen;
- Zusätzliche Export-Raffineriekapazitäten in Schwellenländern, insbesondere in Indien und China, die den Marktanteil europäischer Raffineriegesellschaften reduzieren könnten; und
- Mögliche Auswirkungen durch Terrorismus bzw. Terrordrohungen auf das Angebot und die Lieferung von bzw. die Nachfrage nach Rohöl und raffinierten Mineralölerzeugnissen.

**Erfolgt eine Unterbrechung unseres Bezugs von Rohöl und anderen Rohmaterialien, können dadurch die Marge und das Betriebsergebnis negativ beeinflusst werden.**

Wir benötigen Rohöl und andere Rohmaterialien zur Produktion von raffinierten Mineralölprodukten. Die Gesellschaft bezieht dieses Rohöl vor allem an den Spotmärkten unter anderem von grossen Ölgesellschaften, Rohölvertriebsfirmen und

unabhängigen Produzenten. Bei Rohöllieferverträgen handelt es sich generell um kurzfristige Verträge. Das Unternehmen bezieht einen bedeutenden Teil seines Rohöls aus der Nordsee, Afrika, dem Nahen Osten, Russland und Kasachstan und unterliegt den politischen, geografischen und wirtschaftlichen Risiken, die mit Geschäften mit Partnern aus diesen Regionen einhergehen, wie zum Beispiel Streiks, regionalen feindlichen Auseinandersetzungen und einer einseitigen Ankündigung eines der Länder dieser Regionen, ein vollständiges oder teilweises Ölexportembargo für eine gewisse Dauer auszusprechen. Im Fall einer Beendigung eines oder mehrerer solcher Lieferabkommen ist es möglich, dass wir keinen alternativen Lieferanten finden. Darüber hinaus sind wir im Gegensatz zu einigen unserer Wettbewerber, die über eigene Ölsondierungs- und Ölförderbetriebe verfügen, bezüglich des Zugangs zu Rohöl und anderen Rohstoffen und Lieferungen zu angemessenen Preisen von Dritten abhängig. Darüber hinaus kann der Einkauf bestimmter Rohöle staatlichen Einschränkungen unterworfen sein, wenn beispielsweise Sanktionen gegen die Regierungen bestimmter Rohölförderländer ausgesprochen werden, was Kostensteigerungen oder Lieferausfälle nach sich ziehen könnte. Falls wir keine geeigneten Rohölmengen oder nur zu ungünstigen Konditionen erhalten, könnte dies erhebliche ungünstige Auswirkungen auf unsere Margen haben sowie entsprechend auf unser Betriebsergebnis.

**Das Unternehmen ist für die für den Betrieb der Raffinerien notwendigen Dienstleistungen von bestimmten Drittfirmen abhängig. Sind diese Drittfirmen nicht in der Lage, ihre Verträge zu erfüllen oder lösen diese auf, kann es sein, dass wir unsere Raffinerien nicht betreiben oder unseren Kunden keine raffinierten Mineralölprodukte liefern können.**

Die einzelnen Raffinerien sind teilweise oder ganz von der regelmässigen und ausreichenden Lieferung von Betriebsmitteln wie Strom, Erdgas und Wasser durch lokale Gesellschaften abhängig. Jegliche Unterbrechung dieser Versorgung, wie beispielsweise ein Stromausfall, kann dazu führen, dass die betroffenen Raffinerien abgeschaltet werden müssen und sich dieser Vorfall negativ auf das Betriebsergebnis, die Finanzlage und den Geldfluss der Betriebe auswirkt.

Unsere Coryton-Raffinerie liefert ihre Raffinerieprodukte über die von BPA betriebene UKOP-Pipeline. Daneben transportiert die Raffinerie gegenwärtig Kerosin über das GPSS, ein speziell für Kerosin ausgelegtes, staatliches Pipelinesystem, das von der OPA betrieben wird. Sollten wir die raffinierten Mineralölprodukte von Coryton weder über die UKOP noch

über das GPSS liefern können, müssen Alternativen gefunden werden. Die Kosten dieser Alternativen würden wahrscheinlich wesentlich höher ausfallen als unsere derzeitigen Kosten für den Pipelinetransport.

Die Ingolstadt-Raffinerie bezieht ihr Rohmaterial ausschliesslich über einen 465 Kilometer langen Bereich des TAL-Pipelinesystems des Hafens von Triest in Italien. Im Rahmen der Akquisition schlossen wir eine auf fünf Jahre befristete Vereinbarung mit TAL zur Lieferung über das TAL-Pipelinesystem ab. Sollte dieser Lieferweg zur Ingolstadt-Raffinerie nicht zur Verfügung stehen, müssen andere Transportwege gefunden werden. Die Kosten dieser Alternativen dürften sehr wahrscheinlich erheblich über den Kosten für die Nutzung der TAL-Pipeline liegen.

Den Raffinerien Cressier und Reichstett werden die gesamten Rohölvorräte aus Fos-sur-Mer über die SPSE-Pipeline geliefert. Wir schlossen einen langfristigen Vertrag mit SPSE betreffend Öllieferungen, welcher unter Einhaltung einer Frist von 24 Monaten gekündigt werden kann. Sollten diese bestehenden Lieferwege zu den Cressier- und Reichstett-Raffinerien nicht zur Verfügung stehen, müssen alternative Transportwege gefunden werden. Die Kosten dieser Alternativen würden wahrscheinlich wesentlich höher ausfallen als unsere derzeitigen Kosten für den Pipelinetransport. Im August 2009 führte ein Störfall zur Schliessung der SPSE-Pipeline und hatte geringere Liefermengen an die Cressier- und Reichstett-Raffinerien zur Folge. Im Ergebnis führte dies bis Mitte Dezember 2009 zu einem reduzierten Durchsatz der Raffinerien.

Unsere Raffinerie Petit Couronne ist vom Terminal der Compagnie Industrielle Maritime («CIM») in Le Havre abhängig. Nach der Akquisition der Raffinerie im Jahr 2008 übernahmen wir die Position von Shell innerhalb der Union Française des Industries Pétrolières («UFIP») in Bezug auf den Vertrag mit CIM. Der Vertrag ist alle 3 Jahre verlängerbar, wobei der derzeitige Vertrag formal im Dezember 2009 auslief, aber bis Anfang 2010 verlängert wurde. Sollte eine Vereinbarung über Rohöl-Handling und Lagergebühren mit CIM nicht zustande kommen, wären wir gegenüber den aktuellen öffentlichen Spotpreisen exponiert, die ein wenig über langfristig vereinbarten Preisen liegen.

Unsere Petit Couronne-Raffinerie ist von der Nutzung einer Kaverne («Caverns») in der Raffinerie für die Lagerung von Flüssiggas abhängig. Vor dem Verkauf der Raffinerie an das Unternehmen war die Konzession der französischen Regierung für den Betrieb der «Caverns» durch Shell ausgelaufen.

Shell hat einen Antrag für eine neue Konzession gestellt. Bis zur Entscheidung über den Antrag ist Shell berechtigt, die «Caverns» weiter zu betreiben. Shell hat ferner nach Gewährung der Konzession deren Übertragung an das Unternehmen beantragt. Das Unternehmen hat mit Shell einen Vertrag über den Betrieb der «Caverns» für Shell abgeschlossen und verfügt über das Vertragsrecht, die Caverns zu nutzen. Anfang September 2009 veröffentlichte die zuständige Behörde (DREAL) einen Bericht, mit einer positiven Empfehlung in Bezug auf die Gewährung einer neuen Konzession über einen Zeitraum von 25 Jahren an Shell. Der Vorgang wird derzeit auf Ministerebene weiter bearbeitet, bevor er zur endgültigen Entscheidungsfindung am Ende des ersten Quartals 2010 an den Conseil d'Etat (Staatsrat) weitergeleitet wird. Sollte die französische Regierung Shell keine neue Konzession gewähren und das Unternehmen demzufolge die Caverns nicht nutzen können, wären wir gezwungen, alternative Lagerstätten für Flüssiggas ausfindig zu machen. Das Unternehmen hat mit Shell eine Vereinbarung zur Begrenzung jeglicher Auswirkung durch die Bereitstellung von Alternativen für das Handling des Flüssiggases getroffen; es besteht jedoch keine Gewissheit, dass die Schadensbegrenzung vollständig wirksam sein würde.

Eine Beendigung irgendeiner der oben erläuterten Dienstleistungs- und Transportvereinbarungen könnte unsere Geschäftstätigkeit, unser Betriebsergebnis, unsere Finanzlage und unsere Geldflüsse wesentlich nachteilig beeinflussen. Diese Beispiele sind nicht abschliessend; für Transportmittel kommen verschiedene Drittparteien zum Einsatz. Darüber hinaus sind Vertragsstrafen seitens unserer Kunden möglich, wenn wir nicht in der Lage sind, alternative Verträge abzuschliessen und zugesagte Liefertermine einzuhalten. Solche Verzögerungen können auch zu Reputationsschäden bei unseren Kunden führen.

### **Die Geschäftstätigkeit unseres Unternehmens unterliegt massgeblichen Umweltvorschriften und Umwelt Risiken.**

Unsere Geschäftstätigkeiten unterliegen, wie die aller anderen europäischen Erdölraffinerie, zahlreichen EU-, nationalen, regionalen und lokalen Umweltgesetzen und Verordnungen einschliesslich der Gesetzgebung, durch die internationale Konventionen oder Protokolle implementiert werden. Diese Gesetze und Vorschriften schränken insbesondere die Art, Menge und Konzentration bestimmter Substanzen ein, die im Zusammenhang mit der Produktion in die Umwelt entlassen werden dürfen; zudem sind darin Verwaltungsstrafen bzw. straf- und zivilrechtliche Massnahmen im Fall von Umweltver-

schmutzungen vorgesehen. Ferner schränken solche Gesetze und Vorschriften auch die Freisetzung von Substanzen in Luft und Wasser ein, die beim Betrieb der Raffinerien und anderer Einrichtungen des Unternehmens anfallen, und sie legen Richtlinien für die Zusammensetzung von Benzin, Dieselmotortreibstoff und anderen Erdölprodukten fest. Ferner unterliegen unsere Anlagen den Gesetzen und Vorschriften in Bezug auf die Erzeugung, das Handling, den Transport, den Verkauf, die Lagerung, Entsorgung und Behandlung von Materialien, die bei einer Freisetzung in die Umwelt möglicherweise als Schadstoffe gelten.

Umweltgesetze und -auflagen, die sich auf den Betrieb, die Prozesse und Margen des Unternehmens auswirken können, sind immer strenger geworden und werden auch in Zukunft schärfer. Bei Übertretung oder Missachtung dieser Gesetze und Auflagen könnten wir mit Geldstrafen, der Übernahme der Kosten für Abhilfemassnahmen oder anderen Sanktionen konfrontiert werden. Darüber hinaus könnten die Regulierungsbehörden den Betrieb aussetzen oder die Erneuerung der für den Betrieb nötigen Zulassungen und Genehmigungen verweigern. Sie könnten ebenfalls Modernisierungen oder Änderungen unserer Prozesse zur Auflage machen, die sich stark auf die Kosten auswirken würden.

Für unsere Geschäftstätigkeiten benötigen wir eine Vielzahl von Genehmigungen. Wir müssen uns an diese Genehmigungsauflagen halten und sie von Zeit zu Zeit erneuern lassen, um unsere Anlagen zu betreiben. Die Missachtung solcher Genehmigungen könnte Geldstrafen, strafrechtliche Konsequenzen und Betriebsschliessungen nach sich ziehen. Wir haben unsere Umweltgenehmigungen für die Raffinerien Teesside und Coryton erfolgreich neu verhandelt. Unsere Umweltgenehmigungen für die anderen Raffinerien sind momentan gültig.

Unsere Betriebsstandorte werden bereits seit Langem industriell genutzt. So sind sie unter Umständen Teil von früheren oder künftigen Aktivitäten, bei denen Materialien und Prozesse eingesetzt worden sind oder werden, die uns möglicherweise zu Sanierungsmassnahmen verpflichten. Eventualverbindlichkeiten sind auch im Zusammenhang mit Grundstücken denkbar, die früher von uns akquirierten Firmen oder Raffinerien gehörten, aber vor unserer Übernahme verkauft wurden. Was diese Akquisitionen betrifft, so können wir nicht zusichern, dass wir in unseren Due-Diligence-Prüfungen sämtliche wesentlichen Umweltangelegenheiten und Eventualverbindlichkeiten im Zusammenhang mit den erworbenen Einrichtungen identifiziert und quantitativ korrekt ermittelt haben. Zudem



umfassen die Entschädigungen, die wir von den Verkäufern im Zuge der zu leistenden Gesamtentschädigung erhalten, üblicherweise bestimmte Schwellenbeträge und andere Einschränkungen. Daher kann es sein, dass die Gesellschaft beträchtliche Beträge für die Milderung/Eliminierung bereits verursachter Umweltverschmutzungen oder Zustände an den erworbenen Standorten aufwenden muss.

Wir haben Boden- und Grundwasserkontaminationen an bestimmten unserer Standorte identifiziert und führen derzeit – wo nötig in Absprache mit den Regulierungsbehörden – Massnahmen zu ihrer Beseitigung durch. So haben wir für drei unserer bestehenden Raffinerien Aufwendungen für bekannte Kontaminationen budgetiert. Weitere, unter Umständen signifikante Aufwendungen für Massnahmen zur Einhaltung von Umweltgesetzen und -auflagen, könnten hinzukommen. Beispielsweise werden uns Kosten, unter Umständen sogar erhebliche, für die Beseitigung der Boden- und Grundwasserverschmutzung an der BRC-Raffinerie entstehen. Hierfür wurde per 31. Dezember 2009 eine Rückstellung in Höhe von rund USD 7 Millionen gebildet. Wir haben den belgischen Behörden unseren Orientierungsplan in Bezug auf die Grundwasserkontamination an der BRC-Raffinerie vorgelegt, bisher allerdings keine Antwort darauf erhalten.

Das Risiko einer bedeutenden umweltrechtlichen Sanierungshaftung ist mit unserer Geschäftstätigkeit verbunden. Es kann nicht zugesichert werden, dass diese Haftung in Zukunft durch die Anwendung derzeitiger oder zukünftiger Gesetze und sonstiger Rechtsvorschriften auf die bestehende Verunreinigung ohne Folgen bleibt, unabhängig davon, ob eine solche Verschmutzung bereits erkannt ist oder anderweitig festgestellt wird, oder durch falsche Auslegung der Angaben zu dieser Verunreinigung oder einer künftigen Verunreinigung unserer Standorte, aus unseren Aktivitäten und Geschäftstätigkeiten, entsteht.

Wir unterliegen den EU-Richtlinien über CO<sub>2</sub>-Emissionen. Im Jahr 2009 und in den Vorjahren lag das Unternehmen innerhalb der zulässigen Grenzen für die CO<sub>2</sub>-Emissionen. Es gibt keine Garantie dafür, dass es nicht erforderlich sein wird, CO<sub>2</sub>-Gutschriften am Markt zu erwerben, keine Geldbussen gegen uns verhängt werden oder es nicht zu Betriebsunterbrechungen aufgrund von CO<sub>2</sub>-Emissionen unserer Anlagen kommt.

Neben der Verpflichtung, die Kosten für Abhilfemassnahmen und die Missachtung von Vorschriften zu tragen, kann das Unternehmen auch nach dem Gewohnheitsrecht haftbar sein, etwa für fahrlässige Handlungen und/oder Immissionen sowie

für Umweltauswirkungen seines Betriebs auf Dritte. Wir haften gegenüber Dritten auch in unbegrenztem Umfang für das Auslaufen von Rohöl oder raffinierten Mineralölprodukten, für die Freisetzung gefährlicher Materialien in Böden, Luft oder Wasser sowie für andere Umweltschäden. Die Entschädigung von Dritten sowie die übrigen erwähnten Verbindlichkeiten können signifikante Kosten verursachen. Alle Kosten dieser Art können die verfügbaren Mittel zur Finanzierung des normalen Betriebs und geplanter Erweiterungen einschränken oder aufzehren oder gar zum Verlust des Gesellschaftsvermögens führen. Wir können nicht zusichern, dass künftig keine Freisetzungen gefährlicher Materialien mehr vorkommen oder Dritte keine Forderungen an uns stellen, die mit von uns in der Vergangenheit oder in der Zukunft verursachten Verunreinigungen begründet werden.

Strengere Umwelt-, Gesundheits- und Sicherheitsgesetze und deren striktere Durchsetzung könnten erhebliche Kosten und Verbindlichkeiten nach sich ziehen bzw. dazu führen, dass das Handling, die Produktion, die Nutzung oder erneute Nutzung sowie die Entsorgung von Substanzen oder Schadstoffen durch die Gesellschaft von den zuständigen Behörden genauer kontrolliert wird als heute. Die Einhaltung dieser Gesetze könnte signifikante Investitionen erfordern und andere Kosten und Verbindlichkeiten verursachen, die unser Geschäft beeinträchtigen. Beispielsweise wird das neue EU-System zur Registrierung, Evaluierung und Autorisierung von Chemikalien («REACH») voraussichtlich eine der bedeutendsten Umweltauflagen sein, die sich auf den künftigen Betrieb unseres Unternehmens auswirken. Als Grossproduzent von Erdölerzeugnissen und als nachgeschalteter Anwender weiterer Substanzen ist Petroplus von REACH betroffen. Weitere Beispiele für die notwendige Einhaltung neuer Verordnungen betreffend strengere Emissionswerte sind derzeit in Ausarbeitung für unsere Ingolstadt-Raffinerie, BRC-Raffinerie und die französischen Raffinerien.

Wir können zudem nicht zusichern, dass wir künftige, möglicherweise von der EU oder zuständigen Gerichten festgelegte Produktspezifikationen einhalten können; wir können auch nicht gewährleisten, dass wir über ausreichende Mittel für Investitionen verfügen, die zur Einhaltung künftiger Spezifikationen und Vorschriften notwendig sind.

**Das Unternehmen könnte für signifikante umweltbezogene Kosten im Zusammenhang mit früheren und/oder zukünftigen Akquisitionen haftbar gemacht werden.**

In Verbindung mit der Akquisition von Raffinerien könnten wir für bestimmte Verpflichtungen oder Kosten im Zusammenhang mit Umweltsanierungen verantwortlich gemacht werden. Beispielsweise sieht die Akquisitionsvereinbarung der Raffinerien Ingolstadt, Coryton, Petit Couronne und Reichstett, vorbehaltlich bestimmter Einschränkungen, vor, dass die Verkäufer uns nur für einen bestimmten Prozentsatz schadlos halten werden, auf Basis einer gleitenden Skala und bis zu acht Jahren im Fall der Raffinerien Ingolstadt, Petit Couronne und Reichstett und sechs Jahren im Fall der Coryton-Raffinerie. Dies betrifft verschiedene Umwelthaftungen und -kosten, soweit diese Haftungen und Kosten im Zusammenhang mit Handlungen oder Unterlassungen des Verkäufers vor der vollständigen Übernahme entstanden sind. Wir haben auch vereinbart, jeden einzelnen der Verkäufer für Umwelthaftungen und -kosten in dem Mass zu entschädigen, wie diese Haftungen und Kosten nicht von der Haftpflicht des Verkäufers gedeckt sind. Das Unternehmen kann nicht zusichern, dass die Verkäufer ihren Verpflichtungen im Rahmen ihrer Vereinbarungen nachkommen werden oder, dass die Haftungen und Kosten, die über das hinausgehen, was die Verkäufer uns vereinbarungsgemäss zurückerstatten, nicht signifikant sein werden oder, dass in Bezug auf die anderen Aspekte, von denen wir ausgegangen sind oder für die wir die Verkäufer entschädigen, keine signifikanten Haftungen entstehen werden. Darüber hinaus würde ein zahlungsunfähig gewordener Verkäufer uns nicht für irgendwelche Umwelthaftungen entschädigen können. Zusätzlich können wir die Verantwortung für diese oder andere Arten von Umwelthaftungen im Zusammenhang mit zukünftigen Akquisitionen übernehmen. Wir können nicht zusichern, dass diese den Umweltgesetzen entsprechenden Umwelthaftungen und/oder -kosten oder Investitionen keine wesentlichen negativen Auswirkungen auf unsere gegenwärtigen oder zukünftigen Betriebsergebnisse und die Finanzlage haben werden.

**Die Gesellschaft ist verpflichtet, die Gesundheits- und Sicherheitsbestimmungen in unseren Anlagen zu befolgen; eine diesbezügliche Unterlassung könnte zu bedeutender Haftung und/oder Geld- bzw. Vertragsstrafen führen.**

Unsere Tätigkeiten unterliegen zahlreichen EU-, nationalen, landesrechtlichen und lokalen Berufsgesundheits- und -sicherheitsgesetzen, wie auch sonstigen Rechtsvorschriften in

den jeweiligen Gerichtsbarkeiten, in denen wir tätig sind. Diese Gesundheits- und Sicherheitsgesetze ändern sich ständig. Eine Nichteinhaltung dieser Gesundheits- und Sicherheitsgesetze könnte zu strafrechtlichen Verletzungen, zivilrechtlichen Geldstrafen und Änderungen in der Art und Weise führen, wie wir unsere Anlagen betreiben, und somit die Kosten des Betriebs unserer Tätigkeit erhöhen.

**Eine bedeutende Betriebsunterbrechung oder Todesfälle in unseren Raffinerien könnten sich negativ auf die Produktion auswirken, vor allem wenn sie nicht vollständig durch eine Versicherung gedeckt sind.**

Eine signifikante Betriebsunterbrechung würde erforderlich, falls sich in einer unserer Raffinerien ein grösserer Unfall, ein schwerer Wetterschaden oder eine andere Naturkatastrophe ereignet oder eine Abschaltung bzw. Drosselung der Produktion aufgrund unvorhergesehener Ereignisse nötig wird. Hierzu zählen unter anderem Fälle von höherer Gewalt, Stromausfälle, Brände und terroristische Akte. Solche Betriebsunterbrechungen würden den Durchsatz der Raffinerie verringern. So war zum Beispiel die BRC-Raffinerie infolge eines Brandes gezwungen, den Visbreaker und verbundene Komponenten am 8. Juni 2008 für rund zwei Monate abzuschalten. Auch mechanische Defekte und Anlagenabschaltungen durch allgemeine oder nachfolgende unvorhergesehene Ereignisse sind möglich. In solchen Situationen kann es sein, dass bestimmte Prozessanlagen, die von beschädigten Teilen einer Raffinerie abhängen oder mit diesen interagieren, ebenfalls abgeschaltet werden müssen. Darüber hinaus können Schäden an den Pipelines, die Produkte von und zu unseren Raffinerien oder Verarbeitungsanlagen transportieren, zu einem Produktionsunterbruch bei diesen Betrieben führen. Beispielsweise führte im August 2009 der Störfall an der SPSE-Pipeline in Frankreich zu einem Stillstand unserer Cressier- und Reichstett-Raffinerien. Falls eine der Raffinerien der Gesellschaft für längere Zeit abgeschaltet werden muss oder eines der oben erwähnten Ereignisse nicht vollständig durch eine Versicherung gedeckt ist, kann dies erhebliche negative Konsequenzen auf das Betriebsergebnis und die Finanzlage haben.

**Ausserplanmässige oder unerwartet langanhaltende geplante Reparaturen, Wartungsarbeiten und Generalüberholungen unserer Raffinerien könnten unser Betriebsergebnis beeinflussen. Überdies ist es möglich, dass aufgrund der Volatilität der Raffineriemargen sich Zeiträume mit prognostizierten niedrigen Raffineriemargen, während derer wir geplante Generalüberholungen durchführen, sich als Zeiträume mit hohen Margen entpuppen.**

Wir müssen regelmässige Wartungsarbeiten an unseren Raffinerien durchführen. Normalerweise werden unsere Raffinerien alle vier bis fünf Jahre für eine Generalüberholung abgeschaltet, um erforderliche Reparaturarbeiten und vorbeugende Wartungsarbeiten durchzuführen, um die Katalysatoren auszutauschen und Modernisierungen vorzunehmen. Die Dauer dieser Betriebsunterbrechungen variiert je nachdem, ob es sich um eine komplexe Raffinerie handelt und nach den durchzuführenden Arbeiten, dauert aber normalerweise zwischen vier und fünf Wochen. Zwei Jahre nach der Generalüberholung wird jede Raffinerie für eine kleinere Revision abgeschaltet, der normalerweise zwischen drei und vier Wochen dauert. Zusätzlich können Teile unserer Raffinerien für kürzere Zeiträume zur Durchführung kleinerer Wartungsarbeiten, für den Austausch von Katalysatoren und Modernisierungen abgeschaltet werden. Obwohl wir die Betriebsunterbrechungen für Zeiträume mit geringen Raffineriemargen planen, ist es möglich, dass unsere Raffinerien in Perioden mit hohen Margen abgeschaltet werden, dies als Folge von beispielsweise der Volatilität und Unvorhersehbarkeit von Raffineriemargen oder weil geplante Betriebsunterbrechungen länger als erwartet dauern. Zum Beispiel wurde die Coryton-Raffinerie im vierten Quartal 2009 für eine Generalüberholung abgeschaltet, der erwartungsgemäss nach 45 Tagen abgeschlossen sein sollte. Aufgrund des Umfangs der Generalüberholung waren die Wartungsarbeiten jedoch erst nach 72 Tagen beendet.

**Das Unternehmen kann in den jeweiligen Ländern, in denen es aktiv ist und sich seine Anbieter und Kunden befinden, wirtschaftsbedingten Unterbrechungen ausgesetzt sein, die sich negativ auf seinen Betrieb, seine Besteuerung nach ausländischen Gesetzen und sein Finanzergebnis auswirken können.**

Obwohl wir uns in erster Linie in Grossbritannien, Deutschland, Frankreich, Belgien und der Schweiz betätigen, erstrecken sich unsere Geschäftstätigkeiten über diese Länder hinaus. Wir exportieren raffinierte Mineralölprodukte in bestimmte weitere Gebiete einschliesslich der Niederlande und Nordamerika. Zudem beziehen wir das Rohöl, das wir raffinieren, überwiegend von der Nordsee, aus Afrika, dem Nahen Osten, Russland und Kasachstan. Dementsprechend sind wir gesetzlichen und wirtschaftlichen Risiken sowie den Marktrisiken ausgesetzt, die durch ihren internationalen Betrieb, den Einkauf von Rohöl und Vorräten bzw. den Verkauf von Erzeugnissen im Ausland entstehen. Zu diesen Risiken gehören unter anderem:

- Unterbrechungen der Rohölversorgung;
- Abwertungen und Schwankungen der Wechselkurse;
- Anfallende oder steigende Quellen- und andere Steuern auf Überweisungen der ausländischen Tochterunternehmen;

- Gegen einzelne Staaten verhängte Handelsbeschränkungen oder Embargos, die den Einkauf von Rohstoffen oder den Verkauf von Produkten in diesen Staaten verhindern;
- Auferlegung oder Erhöhung von Investitionsbeschränkungen durch ausländische Regierungen;
- Missachtung unterschiedlichster ausländischer Gesetze; und
- Unerwartete Änderungen von Vorschriften und staatlichen Richtlinien.

Unsere internationalen Geschäftstätigkeiten sind ebenfalls mit verschiedenen sozialen, politischen und geschäftlichen Risiken mit den jeweiligen Gerichtsbarkeiten verbunden. Zum Beispiel:

- Beachtung der Gewerkschafts- und Tarifverträge an einer Vielzahl von Standorten;
- Umsetzung lokaler Lösungen zur Verwaltung der Kreditrisiken lokaler Kunden;
- Schwankungen der Devisenwechselkurse; und
- Auswirkungen aus politischer, sozialer und arbeitsrechtlicher Instabilität, die unsere Geschäftstätigkeiten unterbrechen oder deren Kosten erhöhen könnten.

Wir können nicht zusichern, dass wir Systeme und Richtlinien ausarbeiten und implementieren, dank denen wir an allen Standorten rentabel, falls überhaupt, tätig sein können.

**Da wir in Ländern mit unterschiedlichen Rechtssystemen tätig sind, kann das Unternehmen unter Umständen anderen Steuergesetzen und/oder -praktiken unterliegen, die möglicherweise ein Risiko für seine Steuerprognosen darstellen.**

Wir sind der Besteuerung in Ländern mit unterschiedlichen Rechtssystemen unterworfen und in zunehmendem Masse komplexen Steuergesetzen ausgesetzt. Die Steuergesetze in diesen Rechtssystemen können sich ändern oder unterschiedlich ausgelegt werden, möglicherweise rückwirkend, einschliesslich der Auferlegung wesentlich höherer Steuer- oder Zinszahlungen, die unsere Liquidität und unser Betriebsergebnis erheblich nachteilig beeinträchtigen könnten. Jegliche Änderungen der Gesetze oder Verordnungen, oder eine Nichtbeachtung dieser Gesetze oder Rechtsvorschriften, kann unsere Leistung nachteilig beeinflussen. Darüber hinaus könnten die Steuerbehörden unsere Steuererklärungen überprüfen und in Frage stellen, was zu erheblichen Steuernachzahlungen und Vertragsstrafen führen könnte.

**Das Unternehmen steht unter erheblichem Konkurrenzdruck. Zunehmende globale Raffinations- und Verarbeitungskapazitäten könnten den Wettbewerb noch weiter verschärfen und unser Geschäft schädigen.**

Wir sind inländischem und internationalem Wettbewerb in den Märkten, in denen wir tätig sind, ausgesetzt. Die Raffinations- und Vermarktungsbranche ist in Bezug auf Rohstofflieferungen und Märkte für Raffinerieprodukte hart umkämpft. Wir konkurrieren mit vielen Unternehmen um vorhandenes Rohöl und andere Rohstoffe sowie um die Absatzmärkte für unsere Raffinerieprodukte.

Die von uns verarbeiteten Rohöle werden nicht durch uns produziert. Viele unserer Konkurrenten, unter anderem BP, Exxon Mobil, Shell und Total S.A., sichern sich einen erheblichen Anteil ihrer Rohstoffe aus unternehmenseigener Produktion, und einige verfügen über umfangreiche Verkaufsstellen. Konkurrenten, welche über ihre eigene Produktion, komplexere Raffinerien oder vielfältigere Betriebe verfügen, sind besser als wir in der Lage, volatilen Branchenbedingungen einschliesslich Engpässen von Rohöl oder raffinierten Mineralölprodukten, Preisvolatilität von Rohöl oder raffinierten Mineralölprodukten oder starkem Preiswettbewerb auf Grosshandelsebene standzuhalten. Darüber hinaus, mit der Einführung strengerer Umweltauflagen in Europa und den USA sowie des historisch hohen Niveaus der Raffineriemargen, werden viele unserer Konkurrenten wahrscheinlich ihre Raffinerieanlagen erweitern, wodurch sich für uns der Wettbewerb in den Märkten für unsere Palette raffinierter Mineralölprodukte verschärfen würde. Ausserdem verfügen die grossen Mineralölgesellschaften über grössere finanzielle und andere Ressourcen als wir. Der Wettbewerb könnte zu Preissenkungen führen, unsere Margen verkleinern oder einen geringeren Marktanteil unserer Produkte und Dienstleistungen zur Folge haben. Dies könnte sich ungünstig auf unser Betriebsergebnis auswirken.

In den vergangenen Jahren haben mehrere Unternehmen Projekte zur Steigerung ihrer Raffineriekapazität angekündigt. Diese Projekte liegen überwiegend in Regionen, die einen Bevölkerungszuwachs und einen Anstieg des Ölbedarfs erwarten, insbesondere in der Asien-Pazifik-Region. Die meisten dieser Projekte wurden aufgrund der hohen Raffineriemargen während der Jahre 2007 und 2008 bekanntgegeben. Obwohl diese Projekte lange Vorlaufzeiten haben, sich einige verzögern könnten oder storniert werden, dürften viele oder alle dieser Projekte in der Zukunft fertiggestellt werden und folglich unabhängig von Raffinerieschliessungen zu einem Anstieg der globalen Raffineriekapazität führen. Diese Kapazitätssteigerung könnte zu einem Rückgang unserer Raffineriemargen

führen und erhebliche negative Auswirkungen auf unser Geschäft und Betriebsergebnis mit sich bringen.

**Schwankungen der Ölpreise beeinflussen unsere Vorräte und unsere kommerziellen und operativen Entscheidungen, welche sich wiederum auf unsere Finanz- und Betriebsergebnisse auswirken.**

In den zwölf Monaten bis zum 31. Dezember 2009 hielten wir durchschnittlich 23 Millionen Barrel Rohöl- und Produktvorräte. Dies entspricht unserem durchschnittlichen Lagerbestand, um unseren täglichen Raffineriebetrieb aufrechterhalten und Verkaufsverpflichtungen erfüllen zu können. Diese Höhe schwankt täglich in Abhängigkeit vom Zeitpunkt des Rohstoffkaufs und Produktverkaufs, den Geschäftstätigkeiten und der Optimierung der Rohstoff- und Produktpreise. In Bezug auf die Lagerhaltung sind wir den Schwankungen der Rohstoff- und Produktpreise ausgesetzt. Wenn die Rohölpreise um USD 10 pro Barrel steigen oder fallen, könnten die Auswirkungen auf unsere Marge, angewandt auf die 23 Millionen Barrel, die wir durchschnittlich halten, zu einem Gewinn bzw. Verlust von rund USD 230 Millionen führen. Wir setzen in erster Linie ein Rohstoffpreis-Managementprogramm ein, um einem kleinen Teil des Schwankungsrisikos auf den Rohstoffpreisen entgegenzuwirken. Im Rahmen dieses Programms schliessen wir Rohstoff-ICE-Terminkontrakte und Gegenpartei-Swaps ab, um den Preis für bestimmte Rohstoffe zu fixieren. Sollten wir nicht in der Lage sein, unsere Lagerbestände zu managen oder Vorräte zu attraktiven Preisen zu erwerben, könnte dies zu erheblichen negativen Auswirkungen auf unser Geschäft und unser Betriebsergebnis führen.

Darüber hinaus sind wir den Raffineriemargen-Cracks ausgesetzt, diese sind das Ergebnis aus dem Kauf von Rohöl und dem entsprechenden Verkauf der raffinierten Produkte. Sollten die Raffineriemargen-Cracks aufgrund von Schwankungen bei Rohöl und Mineralölprodukten um USD 1 pro Barrel gegenüber den Ist-Preisen in den Jahren 2009 und 2008 steigen oder fallen, hätte dieser Effekt Gewinne oder Verluste vor Ertragssteuern in Höhe von etwa USD 193 Millionen im Jahr 2009 und rund USD 230 Millionen im Jahr 2008 zur Folge. In einem sich stetig ändernden Preisgefüge für Rohöl und Ölprodukte ergibt sich möglicherweise ein verändertes Geschäftsumfeld, Lagerbestandsänderungen oder andere Faktoren, die geschäftliche oder betriebliche Entscheidungen beeinflussen. Diese Änderungen sind in der vorliegenden Analyse nicht berücksichtigt. Gegenwärtig verfügen wir über keine wesentlichen Absicherungsgeschäfte der Raffineriemargen. Ein Rückgang der Raffineriemargen-Cracks hätte erhebliche negative Auswirkungen auf unser Betriebsergebnis.

**Ein beträchtlicher Teil der Beschäftigten der Gesellschaft ist gewerkschaftlich organisiert. Daher besteht das Risiko von Arbeitsniederlegungen, die sich auf den Raffineriebetrieb auswirken könnten.**

Unsere Geschäftstätigkeit kann von Arbeitsniederlegungen unserer eigenen Mitarbeitenden oder Mitarbeitenden Dritter beeinflusst werden. Mehr als die Hälfte unserer Mitarbeiter in den Raffinerien sind durch Gewerkschaften im Rahmen von Tarifverträgen vertreten, die im Allgemeinen alle zwei Jahre neu verhandelt werden. Obgleich unsere Beziehungen mit den Gewerkschaften, die unsere Mitarbeiter in Deutschland, Frankreich, Belgien und Grossbritannien vertreten, kooperativ sind, gestalteten sich Verhandlungen mit diesen Gewerkschaften zeitweise schwierig. Wir könnten in der Zukunft Streiks, Aussperrungen oder sonstigen bedeutenden Arbeitseinstellungen unterliegen, die jeweils unsere Geschäftstätigkeit, Finanzlage oder unser Betriebsergebnis nachteilig beeinflussen könnten.

**Der Verlust von wichtigen Führungspersonen und Misserfolge bei der Rekrutierung qualifizierter Mitarbeiter könnten unser Wachstum beeinträchtigen und sich negativ auf unsere Geschäftstätigkeiten auswirken.**

Unser Unternehmen ist in hohem Mass von seinem Verwaltungsrat und seiner Geschäftsleitung abhängig. Wir werden weiterhin Führungspersonal und andere Mitarbeitende in Schlüsselpositionen mit Erfahrungen in der Raffineriebranche für unsere Geschäftstätigkeit benötigen. Wir wissen nicht, ob solche erfahrenen Führungspersonen verfügbar sind oder wie viel es möglicherweise kosten würde, solches Personal für das Unternehmen zu gewinnen und zu halten. Das Ausscheiden eines Mitglieds der Geschäftsleitung oder das Unvermögen, erfahrene Führungskräfte oder andere Personen in Schlüsselpositionen für das Unternehmen zu gewinnen, hätte wesentliche negative Auswirkungen auf unsere Geschäftstätigkeiten und unsere Finanzlage.

**Jegliche Militärschläge, anhaltende militärische Auseinandersetzungen oder Terrorismusaktivitäten in Gegenden oder Regionen, in denen wir tätig sind, könnten unsere Geschäftstätigkeit, unser Betriebsergebnis und die Finanzlage erheblich beeinträchtigen.**

Militärschläge oder anhaltende militärische Auseinandersetzungen in Gegenden oder Regionen der Welt, in denen wir Rohöl und andere Rohstoffe erwerben oder unsere raffinierten Mineralölprodukte verkaufen, könnten unsere Geschäftstätigkeit auf unvorhersehbare Art und Weise beeinflussen. So

könnten in der Folge Liefer- und Marktstörungen auftreten und uns zwingen, unsere Sicherheitsvorkehrungen zu verstärken. Ausserdem könnten unsere Anlagen, wie die anderer Industrieunternehmen, Ziel terroristischer Anschläge werden. Jeder Terrorismusakt, der zu Schäden an einer unserer Raffinerien oder an Anlagen Dritter, von denen wir für unsere Geschäftstätigkeiten abhängig sind, führt, könnte unsere Geschäftstätigkeiten, unser Betriebsergebnis und die finanzielle Lage erheblich beeinträchtigen.

**Unsere Verschuldung könnte sich erheblich negativ auf unsere finanzielle Position auswirken und unsere finanzielle Flexibilität beeinträchtigen.**

Abhängig von bestimmten Einschränkungen unserer Betriebskreditfazilitäten und weiteren bestehenden oder geplanten Schuldvereinbarungen, können wir in der Zukunft signifikante zusätzliche Verpflichtungen eingehen, um unsere Betriebskapitalerfordernisse zu finanzieren, wie auch für andere Zwecke, einschliesslich möglicher zukünftiger Akquisitionen. Wir sind substanzielle kurzfristige Verpflichtungen eingegangen und werden dies auch weiterhin tun, um unsere Betriebskapitalerfordernisse zu finanzieren.

Unsere substanzielle Verschuldung könnte entscheidende Konsequenzen für uns zur Folge haben. Beispielsweise könnte sie:

- es uns erschweren, unseren Schuldendienstverpflichtungen nachzukommen;
- unsere Anfälligkeit in wirtschaftlich und industriespezifisch ungünstigen Bedingungen erhöhen;
- unsere Fähigkeit einschränken, zusätzliche Finanzierungen unserer Investitionsausgaben, des Betriebskapitals, von Akquisitionen und weiterer allgemeiner Unternehmensbedürfnisse zu erhalten;
- unsere Flexibilität der Planung von oder Reaktion auf Veränderungen in unserem Geschäft und der Branche, in der wir tätig sind, einschränken;
- unsere Fähigkeit einschränken, wichtige Geschäftsmöglichkeiten zu nutzen;
- zu Wettbewerbsnachteilen gegenüber unseren Konkurrenten führen, welche einen niedrigeren Fremdfinanzierungsgrad ausweisen und/oder besseren Zugang zu Kapitalressourcen haben als wir;
- negative Auswirkungen auf die Zahlungsbedingungen mit unseren Gläubigern haben; und
- es für uns erforderlich machen, einen erheblichen Anteil unseres Geldflusses der Begleichung unserer Schulden zuzuordnen.

Darüber hinaus könnte unsere Nichteinhaltung dieser in unseren Kreditvereinbarungen enthaltenen Auflagen und Einschränkungen zur Nichterfüllung dieser Vereinbarungen führen.

### Kritische buchhalterische Beurteilungen und Schätzungen

Unsere kritischen buchhalterischen Beurteilungen und Schätzungen werden unter dem Abschnitt «Zusammenfassung der wesentlichen Rechnungslegungsgrundsätze» in Anhang 2 der Konzernrechnung in diesem Geschäftsbericht erörtert.



## Unternehmerische Verantwortung

- 64 | Grundsätze
- 64 | Strategie
- 64 | Gesundheit und Sicherheit
- 65 | Umwelt
- 66 | Soziale Leistung, Gemeinwesen und öffentliche Angelegenheiten
- 67 | Geschäftsgebaren und Transparenz



## Unternehmerische Verantwortung

### Grundsätze

Ein effektives Sicherheits-, Gesundheits- und Umweltmanagement («SHE» – Safety, Health and Environment) sowie gesellschaftliches Engagement sind für uns wesentliche Aspekte der Verantwortung unserer Branche. Zweck der nachfolgend dargestellten Initiativen ist es, grössere Zwischenfälle, Arbeitsunfälle und Umweltschäden zu vermeiden sowie die Transparenz und Integrität unseres geschäftlichen Handelns zu gewährleisten.

### Strategie

#### Sicherheits-, gesundheits- und umweltbezogene Risiken erkennen und effektiv managen

Wir diskutieren die mit unserem Betrieb verbundenen SHE-Risiken offen und sind bestrebt, praktikable Wege zu finden, um diese Risiken möglichst gering zu halten. Wir sind der Überzeugung, nur dann nachhaltige Renditen für unsere Aktionäre erzielen zu können, wenn wir die SHE-Performance unserer Anlagen stets im Blick behalten.

#### Herausragende Sicherheit und Zuverlässigkeit im Betrieb

Die Optimierung der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Umweltfreundlichkeit unserer Betriebe ist uns viel Zeit und erhebliche Mittel wert. Deshalb werden wir auch in Zukunft SHE-Aspekten aller Bereiche besondere Beachtung schenken.

#### Hervorragend ausgebildete Raffinerie-Fachkräfte

Unsere Strategie ist es, in unseren Raffinerien hervorragend ausgebildete Raffinerie-Fachkräfte zu beschäftigen und eine Arbeitsumgebung zu gestalten, die unsere Mitarbeiter zur Anwendung von anerkannten und empfohlenen Branchen-Standards anhält, um die Sicherheit und Effizienz unserer Betriebe weiter zu verbessern.

### Gesundheit und Sicherheit

In ganz Nordwesteuropa beschäftigt Petroplus etwa 2'900 Mitarbeiter. Wir pflegen einen offenen Dialog über SHE-Fragen und eine wirksame Berichterstattung über Zwischenfälle und Beinahe-Unfälle. Eine gründliche Untersuchung derselben dient der Prävention zukünftiger Zwischenfälle. Unsere Mitarbeiter werden zur Anwendung sicherer Arbeitspraktiken ausgebildet und entwickeln Sicherheitsrichtlinien sowie betriebliche Verfahren mit.

Mit einer effektiven Planung und Regelung sowohl der Prozess- als auch der Arbeitssicherheit berücksichtigen wir sowohl

Zwischenfälle mit schwerwiegenden Folgen und geringer Wahrscheinlichkeit als auch häufigere, aber weniger schwerwiegende Ereignisse. Wir überprüfen und aktualisieren deshalb regelmässig unsere wichtigsten Leistungsindikatoren (KPI) in diesen beiden Bereichen. Auf diese Weise stellen wir sicher, dass diese KPI nicht nur den anerkannten Branchenrichtlinien entsprechen, sondern auch die Probleme aufzeigen, denen wir uns vorrangig widmen sollten.

Unser SHE-Managementsystem wird im Rahmen des ständigen Prozesses der Optimierung kontinuierlich überprüft. Dabei berücksichtigt das Unternehmen gewonnene Erkenntnisse aus sich ereigneten Zwischenfällen sowohl in eigenen Anlagen als auch anderen Betrieben der Branche, um interne Prozesse und Verfahren überprüfen und bei Bedarf ändern zu können. Daneben engagiert sich Petroplus in den relevanten Branchengremien, die sich mit Gesundheits- und Sicherheitsaspekten beschäftigen.

Die SHE-Performance wird vierteljährlich überprüft und die Ergebnisse werden der Geschäftsleitung und dem Verwaltungsrat vorgelegt.

#### Die EU-Chemikalienverordnung – REACH

Seit Einführung der neuen Rahmenrichtlinien für den Einsatz von Chemikalien – REACH («Registration, Evaluation and Authorization of Chemicals», d.h. die Registrierung, Bewertung und Zulassung von Chemikalien) – im Jahr 2007 sind alle Hersteller und Importeure chemischer Produkte verpflichtet, die Risiken, die mit diesen Substanzen verbunden sind, zu ermitteln und einzudämmen. Dies umfasst die Registrierung von selbst erzeugten oder importierten Substanzen bei der Europäischen Chemikalien Agentur (ECHA, die «Agentur»). Die Agentur prüft, ob das eingereichte technische Dossier die Vorschriften erfüllt und bewertet die Prüfvorschläge. Als Hersteller von Ölprodukten hat Petroplus alle relevanten Substanzen, die das Unternehmen erzeugt oder importiert, bei der ECHA vorregistriert. Zurzeit bereitet sich Petroplus auf die umfassende Registrierung im Dezember 2010 vor. Da sich unser aktuelles Portfolio nicht ändert, werden alle derzeit von uns produzierten oder in die EU importierten Substanzen registriert werden. Darüber hinaus bemühen wir uns sicherzustellen, dass auch unsere Lieferanten alle Substanzen, die wir von ihnen beziehen, registrieren.

Petroplus ist Mitglied von CONCAWE (Conservation of Clean Air and Water in Europe), der Forschungsvereinigung europäischer Ölgesellschaften für Umwelt, Gesundheitsschutz und Sicherheit in Raffinerien und im Vertrieb von Ölprodukten. Dieser Verein unterstützt seine Mitgliedsunternehmen beim Registrierungsprozess. Petroplus engagiert sich in denjenigen Gremien von CONCAWE, die sich mit der Umsetzung der Chemikalienverordnung beschäftigen.





### Unterstützung und Einhaltung von EU-Verordnungen

Petroplus ist ebenfalls Mitglied von EUROPIA (European Petroleum Industry Association), dem Interessenverband der europäischen Mineralölhersteller und -händler. EUROPIA engagiert sich für die Entwicklung branchenbezogener europäischer Richtlinien und widmet sich der Imagepflege der Branche.

Ferner gehört Petroplus den National Oil Industry Associations (NOIA) der EU-Mitgliedsländer an. Aufgrund dieser Mitgliedschaft in diesen Gremien ist Petroplus in der Lage, die Entwicklung lokaler Richtlinien aktiv zu unterstützen.

## Umwelt

### Vorschriften und Gesetze

Für die Betriebe von Petroplus gelten zahlreiche europäische, nationale, regionale und lokale Umweltauflagen, darunter auch Gesetze zur Umsetzung internationaler Konventionen oder Protokolle. Diese Gesetze und Verordnungen schränken insbesondere die Art, Menge und Konzentration bestimmter Substanzen ein, die im Zusammenhang mit der Produktion in die Umwelt freigesetzt werden dürfen. Zudem sehen sie Verwaltungsstrafen bzw. straf- und zivilrechtliche Massnahmen im Fall von Umweltverschmutzungen vor und enthalten Richtlinien für die Zusammensetzung von Benzin- und Dieselmotorkraftstoffen sowie anderen Erdölprodukten. Unsere Raffinerieanlagen unterliegen überdies Gesetzen und Verordnungen, die sich auf die Erzeugung, die Handhabung, den Transport, den Verkauf, die Lagerung, die Entsorgung und die Behandlung von Materialien beziehen, die im Fall einer Freisetzung in die Umwelt möglicherweise als Schadstoffe gelten.

### Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) und die Direktive zum Handel mit Emissionsrechten

Um die im Kyoto-Protokoll festgelegte Reduktion von Treibhausgasen zu erreichen, hat die Europäische Union die so genannte EU-ETS-Direktive für den Handel mit Emissionsrechten entwickelt. Die Anwendung dieser Direktive, in deren Rahmen die EU-Mitgliedsstaaten den maximal zulässigen Ausstoss von Treibhausgasen durch bestimmte Anlagen definieren müssen, ist für

Ölraffinerien vorgeschrieben. Bestimmte Obergrenzen von CO<sub>2</sub>-Emissionen, die durch Verbrennungsanlagen und bestimmte Industriezweige freigesetzt werden, dürfen nicht überschritten werden. Ausgehend von diesen Grenzwerten werden den Anlagen Emissionsrechte in Form von Zertifikaten zugewiesen und von den einzelnen EU-Mitgliedstaaten jeweils zentral verwaltet. Jeder Mitgliedstaat erstellt und veröffentlicht einen nationalen Aktionsplan (National Allocation Plan, NAP), in dem er die Gesamtmenge der den Unternehmen zugebilligten CO<sub>2</sub>-Emissionen beziffert. Alle unsere Raffinerien sind im Besitz von Emissionsrechten, die nach der EU-ETS-Direktive vorgeschrieben sind.

Petroplus geht davon aus, im Jahr 2010 – wie schon in den beiden Vorjahren – nicht mehr CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte zu benötigen, als dem Unternehmen zugeteilt wurden.

### Weitere Kontrollen und Verordnungen betreffend Emissionen

Wir überwachen die Emissionen unserer Raffinerien, um zu gewährleisten, dass die von den zuständigen nationalen Umweltbehörden und anderen lokalen Ämtern festgesetzten Grenzwerte eingehalten werden. Der grösste Teil der Emissionen, die unsere Raffinerien in die Luft freisetzen, stammt aus der Feuerung von Kesseln und Prozessöfen und wird über die Schornsteine emittiert. Flüchtige organische Verbindungen (VOC, Volatile Organic Compounds) stammen dagegen vorwiegend aus Lagerbehältern und Prozessanlagen.

Die Grenzwerte für Schwefelwasserstoffe und Stickstoffoxide sowie die Emissionen, die in Gewässer gelangen dürfen, werden für jede Raffinerie von den lokalen Umweltämtern festgesetzt. Die im Einzelfall zulässigen Emissionen sind betriebslaubnisbezogen und werden regelmässig überprüft. Unsere Raffinerien, deren Emissionen auch von einer unabhängigen Stelle überprüft werden, melden ihre Emissionen direkt den Behörden vor Ort und den Umweltämtern.

Darüber hinaus beteiligen sich unsere Raffinerien an lokalen Umweltschutzmassnahmen. So ist beispielsweise die Petit Couronne-Raffinerie Mitglied im Verwaltungsrat von Air Normand, einem regionalen Verband, der unabhängige Kontrollen der Luftverschmutzung vornimmt. Die Reichstett-Raffinerie ist eines der Gründungsmitglieder der ASPA (Association pour la Surveillance et l'étude de la Pollution Atmosphérique en Alsace), einer lokalen Organisation, die sich der Überwachung der Luftverschmutzung im Raum Strassburg widmet. Seit 2004 ist die Cressier-Raffinerie Mitglied der Ecoparc Association, deren Ziel es ist, Synergien zwischen Industrieunternehmen und ihrer Umwelt zu verbessern.

### Schwefelarme Kraftstoffe/Biokraftstoffe

Mehr als 50 % unserer Endprodukte sind Transportkraftstoffe («Kraftstoffe»). Im Jahr 2009 unternahm Petroplus weitere Schritte, um den Schwefelgehalt der Raffinerieprodukte zu senken, was direkt der Umwelt zugute kam. Das Unternehmen hält in allen Ländern die jeweils geltenden Richtlinien für saubere Kraftstoffe ein. Darüber hinaus setzt das Unternehmen verschiedene Biokraftstoff-Initiativen um, wie etwa:

- Die Erzeugung und Abmischung von Ethanol und FAME (Fatty Acid Methyl Esters – Fettsäuremethylester) zur Herstellung von Kraftstoffen mit biogenem Anteil in allen Raffinerien.
- Einführung von Plänen für die Einhaltung der im Jahr 2008 eingeführten Richtlinien zur Nutzung erneuerbarer Energien (REN – Renewable Energy Directive) und der Kraftstoffqualität (FQD – Fuels Quality Directive) welche im Jahre 2010 in Kraft treten. Ziel dieser EU-Richtlinien ist die Reduktion von Treibhausgasen durch den verstärkten Einsatz von Biokraftstoffen. Das Unternehmen verpflichtet sich, die Vorgaben beider Direktiven einzuhalten.



### Energieverbrauch

Wir verfolgen ehrgeizige Ziele hinsichtlich der Verbesserung der Energieeffizienz. Jede unserer Raffinerien hat einen eigenen Energiemanager, der neue Möglichkeiten zur Senkung des Energieverbrauchs evaluiert. An vielen Standorten erzeugen wir die benötigte Heizenergie und den Strom intern im Rahmen der Raffinerieprozesse. Die BRC-Raffinerie baut beispielsweise zurzeit eine Anlage, mit der eigener Dampf und Elektrizität erzeugt werden kann. Unsere Raffinerie in Ingolstadt unterzeichnete im Jahre 2009 einen Vertrag mit der Stadt um Wärmeenergie zu liefern, welche bisher ungenutzt war.

### Umwelt- und Qualitätsmanagement

Umwelt- und Qualitätsmanagement sind wichtige Voraussetzungen für eine nachhaltige und zuverlässige Leistung. Um die Umweltleistungen unserer Betriebe zu kontrollieren und zu optimieren, haben wir spezielle Umweltmanagement- und Prüfsysteme eingerichtet. Im Jahr 2009 wurden die Raffinerien Coryton, Petit Couronne, Ingolstadt, Reichstett und Cressier dank ihrer Umwelt- und Qualitätsmanagementsysteme erfolgreich nach ISO 14001 und ISO 9001 zertifiziert.

### Öltransporte

Petroplus ist weltweit im Transportgeschäft aktiv. Wir chartern Schiffe für den Transport von Rohstoffen zu unseren Raffineriestandorten wie auch für die Lieferung der fertigen Erdölprodukte an unsere Kunden.

Dabei hält sich Petroplus strikt an die Kriterien für sichere Hochseetransporte («Marine Vetting Acceptance Criteria»), die entsprechende Risikobeurteilungen beinhalten, welche dazu dienen, die Seetransporte und den Umschlag der Produkte in den Häfen sicherer zu machen. Bevor wir uns für den Einsatz eines Schiffs für den Transport unserer Produkte entscheiden, beurteilen wir dessen Eignung anhand strenger Kriterien. Dies gilt für alle Hochseeschiffe, deren Dienste Petroplus oder den von Petroplus betriebenen Standorten angeboten werden.

Wir sind Mitglied im OCIMF (Oil Companies International Marine Forum, ein internationales Seefahrtsforum der Ölgesellschaften), dessen vorrangiges Ziel die Förderung der Sicherheit von Hochseeschiffen und die Vermeidung von Verschmutzungen durch Öltanker und -terminals ist.

### Ölaustritte

Petroplus ist ebenfalls Mitglied der Oil Spill Response Ltd. (OSRL). Diese Organisation stellt ihre Ausrüstung und ihr Know-how weltweit zur Verfügung, damit Ölverschüttungen effizient und wirksam beseitigt werden können.

### Soziale Leistung, Gemeinwesen und öffentliche Angelegenheiten

Petroplus engagiert sich für gute nachbarschaftliche Beziehungen zu den Gemeinden, in denen ihre Betriebe angesiedelt sind. Dies umfasst mehr als eine sichere und saubere Produktion; es geht uns auch um die Sicherheit unserer Mitarbeiter und der Umwelt. Wir wissen um die Notwendigkeit, aktiv mit den Gemeinden und sämtlichen Anspruchsgruppen zu kommunizieren, damit Anliegen diskutiert werden können.

Unsere Raffinerien und Betriebsstandorte sind wichtige Mitglieder der lokalen Gemeinden, in denen wir unserer Geschäftstätigkeit nachgehen. Deshalb sind wir bestrebt, unsere Beziehungen zu diesen Gemeinden zu pflegen und zu stärken. Wir fördern deshalb lokale Projekte, Initiativen und die Finanzierung gemeinnütziger Organisationen über Spenden und unterstützen auch Aktivitäten, die sich auf das Wohlbefinden sowie die Lebensqualität unserer Mitarbeiter und deren Familien richten. Darüber hinaus investieren wir in den Gemeinden, in denen unsere Mitarbeiter leben und arbeiten.

Unseren lokalen Führungsteams gewähren wir die Flexibilität, speziell auf ihre jeweiligen Gemeinden zugeschnittene Programme entwickeln zu können.

Zurzeit unterstützen unsere Raffinerien unter anderem folgende Aktivitäten:

- die örtlichen Feuerwehren und Sicherheitseinrichtungen
- lokale Initiativen zur Reinhaltung der Luft
- lokale Initiativen für Biodiversität
- lokale Initiativen der Gemeinden, die sich auf das Wohlbefinden der Bürger richten
- die enge Kooperation mit den lokalen Behörden
- die proaktive Kommunikation mit lokalen Gemeinden, Behörden und Organisationen.

Petroplus setzt sich für die Entwicklung ihrer Mitarbeiter ein und bereitet sie auf die Übernahme künftiger Aufgaben vor. Wir wollen unseren Mitarbeitern ein interessantes, flexibles und anspruchsvolles Arbeitsumfeld bieten, in dem jeder die Möglichkeit erhält, zu lernen und sich weiterzuentwickeln. Besonderen Wert legen wir auf einen kompetenten Führungsstil sowie hohe Ausbildungs- und Schulungsqualität, die wir sowohl am Arbeitsplatz als auch mit spezifischen Schulungen erreichen.



## Geschäftsgebaren und Transparenz

Petroplus legt Wert auf eine transparente und aufrichtige Geschäftsleitung. Mit Ausnahme der Offenlegungen im Abschnitt «Corporate Governance» sind keine Mitglieder der Geschäftsleitung Mitglieder von Regulierungs- und Aufsichtsorganen schweizerischer oder ausländischer Organisationen ausserhalb der Petroplus-Gruppe. Keines der Mitglieder übt ein offizielles Amt oder ein politisches Mandat aus.

- In unserem *Ethik- und Geschäftsverhaltenskodex* sind Richtlinien zum rechtlichen und berufsethischen Verhalten, zu Interessenskonflikten sowie zur Absicherung und Verwendung des Unternehmensvermögens enthalten. Der Kodex ist innerhalb des Unternehmens veröffentlicht worden. Zudem verfügt das Unternehmen über strenge Richtlinien zur Übertragung von

Kompetenzen, denen das Genehmigungsverfahren für sämtliche geschäftlichen Transaktionen unterliegt.

- Unser *Rahmenwerk für das Risikomanagement des Konzerns* enthält Grundsätze für das Finanz- und Liquiditätsmanagement sowie das Management von Risiken im Zusammenhang mit SHE, Gegenpartei-Krediten, Wechselkurs- und Rohstoffderivaten, dem physischen Inventar und der Leitung von Unternehmenseinheiten. Mit diesen Grundsätzen soll gewährleistet werden, dass die wichtigsten Risiken des Unternehmens und deren Auswirkungen rechtzeitig erkannt und bewertet sowie entsprechende Strategien und Vorgehensweisen definiert werden, um diese Risiken zu minimieren. Sämtliche Grundsätze werden einmal jährlich von der Geschäftsleitung und dem Verwaltungsrat überprüft und genehmigt.
- In unserer *Richtlinie für Investorenbeziehungen* sind die Leitlinien und Verpflichtungen von Petroplus in Bezug auf die Kommunikation mit Anlegern und Investoren definiert: Petroplus verpflichtet sich, zeitnahe, konsistente und glaubwürdige Informationen zu veröffentlichen, welche die gesetzlichen Anforderungen und alle übrigen Vorschriften erfüllen, so dass ein ordnungsgemässes Marktverhalten ermöglicht wird und die Erwartungen der Investoren in einem realistischen Rahmen gehalten werden. Oberstes Ziel der Kommunikation von Petroplus mit der Investorengemeinde ist die Gewährleistung, dass die Aktionäre des Unternehmens und der gesamte Markt zutreffende und zeitnahe Informationen erhalten und diese Angaben auch allen anderen Anspruchsgruppen von Petroplus zur Verfügung stehen.
- Mit unseren *Konzernleitlinien und -praktiken für den Einkauf* wollen wir sicherstellen, dass alle Geschäftseinheiten von Petroplus möglichst umfassend von unserem Einkaufsvolumen an Waren und Dienstleistungen profitieren und wir gleichzeitig die Risiken unserer Geschäftsbeziehungen zu Materiallieferanten und Dienstleistungsunternehmen so gering wie möglich halten.
- Die *Leitlinie zu Insidergeschäften* zielt darauf ab, Insidergeschäften vorzubeugen bzw. sie aufzudecken, um die auf Integrität und ethischem Geschäftsverhalten begründete Reputation des Unternehmens zu schützen.

In Übereinstimmung mit dem Schweizerischen Obligationenrecht haben wir einen umfassenden Kontrollprozess über sämtliche Geschäftsbereiche umgesetzt, der unter anderem Kontrollen auf Unternehmens- und Prozessebene vorsieht. Als Teil dieses Prozesses hat das Unternehmen potenzielle Risiken ermittelt sowie spezielle Verfahren und Kontrollen entwickelt, die der Vermeidung und Aufdeckung möglicher Fehler dienen. Das Unternehmen verfügt ausserdem über umfangreiche Verfahren, um die Integrität und Transparenz seines Geschäftsberichts zu gewährleisten, einschliesslich der Überprüfung durch sämtliche Ebenen der Geschäftsleitung und des Verwaltungsrats. Das Unternehmen erfüllt die Anforderungen des Schweizerischen Obligationenrechts.



A photograph of an industrial facility, likely a refinery or chemical plant, featuring a complex network of pipes, metal walkways, and structural beams. The scene is dimly lit, with some light reflecting off the metallic surfaces. The image is partially obscured by a dark blue overlay on the right side of the page.

## Corporate Governance

- 70 | Einleitung und Grundsätze
- 70 | Konzernstruktur und Aktionäre
- 71 | Kapitalstruktur
- 74 | Verwaltungsrat
- 81 | Geschäftsleitung
- 84 | Entschädigungen, Beteiligungen und Darlehen
- 85 | Mitwirkungsrechte der Aktionäre
- 86 | Kontrollwechsel und Abwehrmassnahmen
- 86 | Revisionsstelle
- 87 | Informationspolitik

# Corporate Governance

## Einleitung und Grundsätze

Petroplus hat sich hohe Corporate-Governance-Standards zum Ziel gesetzt. Wir erfüllen die Standards und Ausweis-Struktur des «Swiss Code of Best Practice for Corporate Governance», vom 1. Juli 2002 sowie der «SIX-Richtlinie betreffend Informationen zur Corporate Governance» («RLCG»), die am 29. Oktober 2008 ergänzt wurde und am 1. Juli 2009 in Kraft trat.

## 1 Konzernstruktur und Aktionäre

### 1.1 Konzernstruktur

Die Petroplus Holdings AG («Petroplus», «der Konzern», «Gesellschaft», «uns», «unsere», »wir« oder das «Unternehmen») ist eine Holdinggesellschaft, errichtet nach schweizerischem Recht mit Sitz an der Industriestrasse 24, 6300 Zug, Schweiz. Das Unternehmen konzentriert seine Geschäftstätigkeiten ausschliesslich auf die Raffination von Rohöl und den Vertrieb dieser raffinierten Produkte. Ausführliche Segmentinformationen sind im Anhang 4 «Segmentinformation» der Konzernrechnung enthalten.

Alle wesentlichen Konzerngesellschaften sind im Verzeichnis der Tochtergesellschaften in Anhang 31 der Konzernrechnung aufgeführt. Keine der Tochtergesellschaften der Petroplus Holdings AG hat ihre Aktien an der SIX Swiss Exchange oder einer anderen Wertpapierbörse weltweit kotiert.

Allerdings hat Petroplus Finance Ltd., Bermuda, eine Tochtergesellschaft der Petroplus, eine zu 6,75 % verzinste Unternehmensanleihe in Höhe von USD 600 Millionen mit Fälligkeit 2014 (ISIN: USG7053RAA26) und eine zu 7 % verzinste Unternehmensanleihe im Umfang von USD 600 Millionen mit Fälligkeit 2017 (ISIN: USG7053RAB09) sowie eine zu 9,375 % verzinste Unternehmensanleihe in Höhe von USD 400 Millionen mit Fälligkeit 2019 (ISIN: USG7053TAA81) ausgegeben. Diese Anleihen sind an der irischen Wertpapierbörse im Segment Anleihen notiert. Dieselbe Tochtergesellschaft hat gesicherte Wandelanleihen in Höhe von USD 150 Millionen mit Fälligkeit im Jahr 2015 emittiert. Diese Wandelanleihen sind an der SIX Swiss Exchange (ISIN: CH0105325853) im Segment Anleihen (Internationale Anleihen) notiert.

Die Namenaktien der Petroplus (Symbol: PPHN) werden im Hauptsegment (Clearing via SWX Europe) der SIX Swiss Exchange (ISIN: CH0027752242) gehandelt. Die Marktkapitalisierung belief sich zum Jahresende auf CHF 1,6 Milliarden (USD 1,6 Milliarden).

Weder die Petroplus Holdings AG noch eine ihrer Tochtergesellschaften hielten am 31. Dezember 2009 eigene Aktien.

### 1.2 Bedeutende Aktionäre

Basierend auf den Mitteilungen, die uns zugegangen sind, zählen per 31. Dezember 2009 die folgenden zu unseren bedeutenden Aktionären:

Aktionär	2009		2008	
	Eigentum in % der Namenaktien (Stimmrecht)	Eigentum in % der potenziellen Aktien <sup>1)</sup>	Eigentum insgesamt	Eigentum insgesamt
FMR Corp., USA <sup>2)</sup>	4,92 %	-	4,92 %	9,84 %
Thomas D. O'Malley, USA <sup>3)</sup>	2,70 %	2,01 %	4,71 %	5,70 %
JGD Management Corporation, USA <sup>4)</sup>	3,82 %	-	3,82 %	3,82 %
Capital Group Companies, Inc., USA <sup>5)</sup>	-	-	< 3 %	5,22 %
UBS AG, Schweiz <sup>6)</sup>	-	-	< 3 %	3,15 %

<sup>1)</sup> Stellt das durch Finanzinstrumente, mit Ausnahme der Namenaktien der Petroplus Holdings AG, gehaltene potenzielle Eigentum dar und wurde basierend auf den in Artikel 15 der Verordnung der eidgenössischen Finanzmarktaufsicht über die Börsen und den Effektenhandel (BEHV-EBK) dargelegten Anforderungen berechnet.

<sup>2)</sup> FMR Corp., eine Gesellschaft mit Sitz an der 82 Devonshire Street, Boston, MA 02109, USA, ist die Muttergesellschaft der Fidelity Management & Research Company, eines Fondsmanagers für US-amerikanische Investmentfonds, sowie der Fidelity Management Trust Company, einer US-Geschäftsbank, die als Treuhänder oder Fondsmanager für verschiedene Pensions- und Treuhandkonten handelt. FMR Corp. gab am 29. Oktober 2009 ihr Eigentum mit 4,92 % bekannt (nachdem sie ihre Beteiligung am 28. September 2009 mit 5,07 % und am 17. September 2009 mit 4,53 % ausgewiesen hatte).

<sup>3)</sup> Thomas D. O'Malley ist unser Präsident des Verwaltungsrats und lebt in Greenwich, Connecticut, USA. Die Beteiligung in Höhe von 4,71 % stellt den Stand per 31. Dezember 2009 dar (beinhaltet das Eigentum durch Horse Island Partners und The T.D. & M.A. O'Malley Foundation, einer Wohltätigkeitsorganisation), nachdem 4,56 % am 21. September 2009 an der SIX bekannt gegeben wurden.

<sup>4)</sup> JGD Management Corp, mit Sitz an der 767 Fifth Avenue, New York, NY 10153, USA, hat am 2. Oktober 2008 über ihre Fonds und verwalteten Konten ihr Eigentum von 3,82 % bekannt gegeben (nach einem ausgewiesenen Eigentum von 5,14 % am 8. Januar 2008). Die JGD Management Corp ist eine internationale Investmentgruppe und ein institutioneller Vermögensverwalter. Im Verlauf des Jahres 2009 sind keine Änderungen hinsichtlich Beteiligungen bekannt gegeben worden.

<sup>5)</sup> Capital Group Companies, Inc., eine in Los Angeles, Kalifornien, USA, eingetragene Gesellschaft, ist eine Holdinggesellschaft mit vielen verschiedenen Tochtergesellschaften, die sich im Vermögensverwaltungsgeschäft betätigen. Die Verringerung der Beteiligung unter 3 % wurde dem Unternehmen am 7. April 2009 bekannt gegeben (nach einem ausgewiesenen Eigentum von 4,82 %, bestehend aus 4,75 % Namenaktien und 0,07 % potenzieller Aktien am 24. März 2009).

<sup>6)</sup> Die UBS AG, mit Sitz an der Bahnhofstrasse 45, P.O. Box 8090, Zürich, Schweiz, ist eine internationale Investmentbank und Anbieter von Finanzdienstleistungen. Die Verringerung der Beteiligung unter 3 % wurde dem Unternehmen am 14. November 2009 bekannt gegeben (nach einem ausgewiesenen Eigentum von 3,15 % am 14. November 2008).

Die Credit Suisse Asset Management Funds AG, mit Sitz in Zürich, Schweiz, hat am 16. Dezember 2009 ihr Eigentum mit unter 3 % angegeben, nach einem ausgewiesenen Eigentum von 3,05 % am 6. Juli 2009, und auch Invesco Limited, mit Sitz in Atlanta, Georgia, USA, hat am 24. September 2009 ihr Eigentum mit unter 3 % angegeben, nach einem ausgewiesenen Eigentum von 3,47 % am 21. September 2009.

Spezifische Informationen über die Bekanntmachungen, die wir erhalten haben, sind auf der Website der SIX Swiss Exchange enthalten: [www.six-exchange-regulation.com](http://www.six-exchange-regulation.com), im Bereich «Pflichten – Offenlegung von Beteiligungen – Bedeutende Aktionäre».

Nach unserem besten Wissen hält kein weiterer Aktionär per 31. Dezember 2009 3 % oder mehr Stimmrechte und potenzielle Stimmrechte an der Petroplus Holdings AG. Zudem sind uns keine Aktionärbindungsverträge bekannt.

Im Anschluss an den 31. Dezember 2009 und vor der Freigabe des Geschäftsberichts 2009 am 3. März 2010 hat die FMR Corp. am 3. Februar 2010 eine Erhöhung ihrer Beteiligung von 4,92 % auf 6,53 % bekannt gegeben.

### 1.3 Kreuzbeteiligungen

Es bestehen keine Kreuzbeteiligungen zwischen der Petroplus und einem anderen Unternehmen oder Konzernen ausserhalb der Petroplus-Gruppe.

## 2 Kapitalstruktur

### 2.1 Kapital

Das Aktienkapital des Unternehmens belief sich per 31. Dezember 2009 auf CHF 654'345'691 und ist in 86'325'289 Namenaktien mit einem Nennwert von je CHF 7.58 eingeteilt. Das Aktienkapital ist vollständig liberiert.

### 2.2 Genehmigtes und Bedingtes Aktienkapital

#### *Genehmigtes Aktienkapital*

Seit 31. Dezember 2009 ist der Verwaltungsrat («VR») gemäss Artikel 5a der Statuten befugt, das Aktienkapital jederzeit bis zum 5. Mai 2011 um maximal CHF 130'869'132 durch Ausgabe von höchstens 17'265'057 vollständig liberierten Namenaktien mit einem Nennwert von je CHF 7.58 zu erhöhen. Der VR ist berechtigt, diese Aktien mittels einer Festübernahme oder in Teilbeträgen auszugeben.

Der VR ist befugt, für die neuen Aktien den Zeitpunkt der Ausgabe, den Ausgabepreis, die Art der Einlagen, den Zeitpunkt der Dividendenberechtigung und die Zuteilung nicht ausgeübter Bezugsrechte zu bestimmen. Aktien, für welche Bezugsrechte eingeräumt, aber nicht ausgeübt werden, sind zu Marktbedingungen zu veräussern.

Der VR ist berechtigt, die Bezugsrechte der Aktionäre aufzuheben oder zu beschränken, wenn die neuen Aktien für eine Übernahme von Unternehmen mittels Aktientausch oder für die Finanzierung der Übernahme von Unternehmen respektive Unternehmensteilen oder von Beteiligungen oder für die Finanzierung von neuen Investitionsvorhaben des Unternehmens verwendet werden sollen oder im Fall von privaten oder öffentlichen Aktienplatzierungen zur Finanzierung solcher Transaktionen oder zur Gewährung einer Mehrzuteilungsoption (Greenshoe) an die federführenden Banken im Rahmen einer Aktienplatzierung zu Marktwerten in Höhe von maximal 20 % der neuen Aktien verwendet werden.

#### *Bedingtes Aktienkapital*

Per 31. Dezember 2009 belief sich das bedingte Aktienkapital der Petroplus Holdings AG auf CHF 108'785'651, eingeteilt in 14'351'669 vollständig einbezahlte Namenaktien mit einem Nennwert von jeweils CHF 7.58. Maximal 4'483'369 dieser Namenaktien stehen zur Ausgabe an die Mitglieder des VR, an Angestellte und Berater der Petroplus Holdings AG und ihrer Tochtergesellschaften im Rahmen der ihnen gewährten

Optionsrechte zur Verfügung (siehe Artikel 6 der Statuten und nachstehenden Abschnitt «Wandelanleihen und Optionen»). Das Bezugsrecht der Aktionäre der Gesellschaft bleibt ausgeschlossen. Bis zu 9'868'300 Namenaktien stehen zur Ausgabe durch Ausübung von Wandel- und/oder Optionsrechten in Verbindung mit Anleihen oder ähnlichen forderungsrechtlichen Wertpapieren oder von der Petroplus Holdings AG gewährten Optionen (siehe Artikel 6a der Statuten) zur Verfügung.

Im Zusammenhang mit der Ausgabe von Wandel- oder Optionsanleihen oder vergleichbaren Schuldinstrumenten ist der VR befugt, das Vorwegzeichnungsrecht vorhandener Aktionäre einzuschränken oder auszuschliessen und Dritten zuzusprechen, um den Erwerb von Unternehmen oder Unternehmensanteilen oder Beteiligungen oder neuen Investitionsvorhaben der Petroplus Holdings AG zu finanzieren oder zu refinanzieren oder um Optionsscheine oder Wandelanleihen auf nationalen oder internationalen Kapitalmärkten auszugeben.

### 2.3 Kapitalveränderungen

Die folgenden Veränderungen des Aktienkapitals der Petroplus Holdings AG sind in den letzten drei Jahren erfolgt:

#### *Geschäftsjahr per 31. Dezember 2007*

Am 25. April 2007 vollzog Petroplus eine Kapitalerhöhung («Rights Offering»), wobei die Gesellschaft 7'600'000 neue Namenaktien mit einem Nennwert von je CHF 9.18 aus ihrem genehmigten Kapital, gemäss Artikel 5 der Statuten, ausgab. Die Aktien wurden mittels Bezugsrechtsangebot bestehenden Aktionären und über ein internationales Zeichnungsangebot neuen Investoren angeboten. Der Angebotskurs belief sich auf CHF 100.00. Mit diesem zusätzlichen Angebot konnte das Aktienkapital von CHF 560'315'988, eingeteilt in 61'036'600 Aktien, auf CHF 630'083'988 oder 68'636'600 Aktien aufgestockt werden.

Im Verlauf des vierten Quartals 2007 übten Mitarbeiter im Rahmen des «Equity Participation Plan» 4'999 Optionen aus. Infolgedessen wurden 4'999 neue Aktien mit einem Nennwert von je CHF 9.18 aus dem bedingten Kapital, gemäss Artikel 6 der Statuten, ausgegeben. Das Aktienkapital erhöhte sich somit um CHF 45'891 und betrug CHF 630'129'879 per 31. Dezember 2007, eingeteilt in 68'641'599 Namenaktien mit einem Nennwert von je CHF 9.18.

#### *Geschäftsjahr per 31. Dezember 2008*

An der am 7. Mai 2008 abgehaltenen ordentlichen Generalversammlung haben die Aktionäre beschlossen, das Aktienkapital um CHF 68'641'599 auf CHF 561'488'280 bzw. CHF 1.00 pro Aktie herabzusetzen. Die Eintragung der Kapitalherabsetzung in das Handelsregister erfolgte am 22. Juli 2008 und die Rückzahlung von CHF 1.00 pro Namenaktie an die Aktionäre am 29. Juli 2008.

Im Verlauf des Jahres 2008 haben Mitarbeiter, Mitglieder der Geschäftsführung und des Verwaltungsrats 418'632 der im Rahmen des «Equity Participation Plan» und des «Equity Incentive Plan» gewährten Optionen ausgeübt. Infolgedessen wurden 418'632 neue Aktien mit einem Nennwert von je CHF 8.18 aus dem bedingten Kapital, gemäss Artikel 6 der Statuten, ausgegeben. Das Aktienkapital erhöhte sich somit um CHF 3'424'410 und betrug CHF 564'912'690 per 31. Dezember 2008, eingeteilt in 69'060'231 Namenaktien mit einem Nennwert von je CHF 8.18.

#### *Geschäftsjahr per 31. Dezember 2009*

An der am 6. Mai 2009 abgehaltenen ordentlichen Generalversammlung haben die Aktionäre beschlossen, das Aktienkapital um CHF 41'436'138 auf CHF 523'476'550 bzw. CHF 0.60 pro Aktie herabzusetzen. Die Eintragung der Kapitalherabsetzung in das Handelsregister erfolgte am 21. Juli 2009 und die Rückzahlung von CHF 0.60 pro Namenaktie an die Aktionäre am 28. Juli 2009.

Im Laufe des Monats September 2009 beendete die Gesellschaft eine Bezugsrechtsemission und ein internationales Zeichnungsangebot, in dem sie 17'265'058 neue Namenaktien aus vorhandenem genehmigtem Aktienkapital ausgab. Die bestehenden Aktionäre waren berechtigt, jeweils eine Aktie für je vier gehaltene Aktien zum Zeichnungspreis von CHF 16.90 je Aktie zu beziehen. Der Handel mit den neuen Aktien begann am 22. September 2009. Entsprechend beträgt das Aktienkapital per 31. Dezember 2009 CHF 654'345'690, eingeteilt in 86'325'289 Namenaktien mit einem Nennwert von je CHF 7.58.

### 2.4 Aktien, Partizipations- und Genussscheine

#### *Namenaktien*

Per 31. Dezember 2009 hat Petroplus Holdings AG 86'325'289 vollständig einbezahlte Namenaktien mit einem Nennwert von je CHF 7.58 ausgegeben. Jede Namenaktie berechtigt zu einer Stimme an der ordentlichen Generalversammlung der Aktionäre. Stimmrechte dürfen lediglich ausgeübt werden, wenn der



Aktionär im Aktienregister eingetragen ist. Sämtliche Anteile partizipieren zu gleichen Teilen und haben Anspruch auf die durch die Gesellschaft festgesetzte Dividende.

Gemäss den Statuten sind die Aktionäre nicht berechtigt, den Druck und die Auslieferung von Urkunden für ihre Namenaktien zu verlangen. Der Aktionär darf allerdings jederzeit eine Bestätigung über die Anzahl Namenaktien in seinem Besitz verlangen, welche die Petroplus Holdings AG auszustellen hat.

#### *Participations- und Genussscheine*

Petroplus Holdings AG hatte weder am 31. Dezember 2009 noch zu einem anderen Zeitpunkt während des vom Geschäftsbericht erfassten Zeitraums ausstehende Participations- oder Genussscheine.

## 2.5 Beschränkungen der Übertragbarkeit und Nominee-Eintragungen

Es gibt keine Beschränkungen für schweizerische oder internationale Investoren hinsichtlich der Eintragung in das Aktienbuch, sofern sie erklären, die Aktien auf eigene Rechnung erworben zu haben. Siehe auch Artikel 7 und 8 der Statuten.

Personen, die beim Gesuch zur Eintragung in das Aktienregister nicht ausdrücklich erklären, die Aktien für eigene Rechnung zu halten («Nominees»), werden mit maximal 5% des ausstehenden Aktienkapitals eingetragen. Über diese Limite hinaus werden Namenaktien von Nominees nur dann mit Stimmrecht in das Aktienregister eingetragen, wenn der betreffende Nominee die Namen, Anschriften und Aktienbestände der Personen offenlegt, für deren Rechnung der Nominee laut Handelsregister 0,5% oder mehr des ausstehenden Aktienkapitals hält. Der VR hat das Recht, mit solchen Nominees Vereinbarungen zu schliessen, welche die Vertretung der Aktionäre sowie der Stimmrechte regeln.

Juristische Personen und rechtsfähige Personengesellschaften, welche untereinander kapital- oder stimmrechtsmässig durch einheitliche Leitung oder auf ähnliche Weise verbunden sind, sowie natürliche und juristische Personen und Personengesellschaften, welche im Hinblick auf eine Umgehung der Eintragungsbeschränkungen koordiniert vorgehen, werden als ein Aktionär oder Nominee betrachtet.

## 2.6 Wandelanleihen und Optionen

#### *Wandelanleihe*

Petroplus Finance Ltd., eine Tochtergesellschaft des Unternehmens, hat am 16. Oktober 2009 eine vorrangig gesicherte Wandelanleihe in Höhe von USD 150 Millionen mit Fälligkeit 2015 ausgegeben. Zusätzliche Informationen zur Wandelanleihe sind in Anhang 16 «Verzinsliche Darlehen und Kredite» der Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG enthalten.

#### *Optionen*

Per 31. Dezember 2009 hatte die Gesellschaft 3'151'805 ausstehende Optionen (angepasst um die Bezugsrechtsemission vom September 2009), welche durch zwei Optionspläne gewährt wurden.

Equity Incentive Plan – Im Rahmen des Equity Incentive Plan wurden Investoren (darunter einige Mitglieder des VR oder der Geschäftsleitung) im Zusammenhang mit dem Kauf von Aktien der Petroplus Holdings AG Optionen gewährt, welche nicht von einem Beschäftigungs- oder Dienstverhältnis abhängen. Per 31. Dezember 2009 waren 2'155'360 Optionen im Rahmen dieses Plans ausstehend.

Equity Participation Plan – Im Rahmen des «Equity Participation Plan» gewährte der VR zwischen dem 30. November 2006 und dem 31. Dezember 2009 Optionen. Alle Optionen, die gegenwärtig im Rahmen des Equity Participation Plan gewährt wurden, werden von Mitarbeitern, der Geschäftsleitung und nicht geschäftsführenden Mitgliedern des VR gehalten. Am 31. Dezember 2009 waren im Rahmen dieses Plans insgesamt 996'445 ausstehend.

#### *Beschränkte Aktienrechte (Restricted Stock Units – RSU)*

Im Jahre 2009 gewährte der VR den Mitgliedern der Geschäftsleitung im Rahmen des Equity Participation Plan insgesamt 143'837 RSU. Am 31. Dezember 2009 waren insgesamt 143'837 RSU ausstehend.

Weitere Informationen zu diesem Plan sind in Anhang 21 «Eigenkapital» und Anhang 23 «Aktienbasierte Vergütungen» in der Konzernrechnung sowie in Anhang 6 «Entschädigungen, Beteiligungen und Darlehen» der Statutarischen Jahresrechnung der Petroplus Holdings AG enthalten.

## 3 Verwaltungsrat

### 3.1 Mitglieder des Verwaltungsrats

In den Statuten der Petroplus Holdings AG ist festgelegt, dass der VR aus mindestens drei Mitgliedern zu bestehen hat. Per 31. Dezember 2009 bestand der VR aus zehn Mitgliedern und setzt sich wie folgt zusammen:

Name	Nationalität	Position	Datum der ersten Ernennung	Amtszeit endet
Thomas D. O'Malley	Amerikaner	Präsident des Verwaltungsrats, nicht geschäftsführendes Mitglied	Februar 2006 <sup>2)</sup>	2012 <sup>1)</sup>
Patrick Monteiro de Barros <sup>3)</sup>	Portugiese	Stellvertretender VR-Präsident, Präsident des Ausschusses, nicht geschäftsführendes Mitglied	November 2006	2012 <sup>1)</sup>
Markus Dennler	Schweizer	Präsident des Ausschusses, nicht geschäftsführendes Mitglied	November 2006	2012 <sup>1)</sup>
Walter Gruebler	Schweizer	Nicht geschäftsführendes Mitglied	November 2006	2011
Robert J. Lavinia <sup>4)</sup>	Amerikaner	Nicht geschäftsführendes Mitglied	Mai 2007	2010
Maria Livanos Cattau	Schweizerin	Nicht geschäftsführendes Mitglied	November 2006	2011
Eija Malmivirta	Finnin	Präsidentin des Ausschusses, nicht geschäftsführendes Mitglied	November 2006	2012 <sup>1)</sup>
Werner G. Müller	Schweizer	Nicht geschäftsführendes Mitglied	Mai 2007	2010
Patrick Power	Ire	Nicht geschäftsführendes Mitglied	November 2006	2011
Ernst Weil	Schweizer	Nicht geschäftsführendes Mitglied	Mai 2007	2010

<sup>1)</sup> Thomas D. O'Malley, Patrick Monteiro de Barros, Markus Dennler und Eija Malmivirta wurden an der dritten ordentlichen Generalversammlung der Petroplus Holdings AG am 6. Mai 2009 als Mitglieder des Verwaltungsrats für eine Dauer von drei Jahren wiedergewählt.

<sup>2)</sup> Umfasst die Amtszeit von Thomas D. O'Malley als Präsident von Argus.

<sup>3)</sup> Patrick Monteiro de Barros war ein Gründungsmitglied sowie vom Februar 2006 bis August 2006 Mitglied des Verwaltungsrats von Argus.

<sup>4)</sup> Robert J. Lavinia trat per 1. September 2009 als CEO zurück. In einer Übergangsposition war er bis am 31. Dezember 2009 weiterhin für das Unternehmen tätig. Er wird als ein nicht geschäftsführendes Mitglied im Verwaltungsrat bleiben.



**Thomas D. O'Malley**  
Präsident des Verwaltungsrats  
und nicht geschäftsführendes  
Mitglied

### 3.2 Ausbildung, beruflicher Hintergrund, weitere Tätigkeiten und Funktionen

Mit Ausnahme von Thomas D. O'Malley, unserem Präsidenten des Verwaltungsrats, der von Mai 2006 bis März 2008 unser CEO war, und Robert J. Lavinia, unserem CEO von März 2008 bis August 2009, trägt keines der Mitglieder des Verwaltungsrats geschäftsführende Verantwortung bei Petroplus. Abgesehen von ihren Beteiligungen unterhält oder unterhielt keines der anderen Mitglieder des VR eine wesentliche geschäftliche Beziehung zu Petroplus oder deren verbundenen Unternehmen, mit Ausnahme der nachfolgend offengelegten Informationen. Kein Mitglied des VR hat eine offizielle Funktion oder bekleidet ein politisches Amt.

**Thomas D. O'Malley** (Präsident des Verwaltungsrats, nicht geschäftsführendes Mitglied)

*Ausbildung* – Hochschulabschluss in Wirtschaftswissenschaften des Manhattan College, USA.

*Beruflicher Hintergrund* – Thomas D. O'Malley ist seit Mai 2006 als Präsident des Verwaltungsrats tätig. Er war von Mai 2006 bis März 2008 CEO von Petroplus. Thomas D. O'Malley ist ebenfalls als Präsident des Verwaltungsrats und CEO der PBF Investments LLC beschäftigt, einer geschäftsleitenden Einheit einer US-amerikanischen Partnerschaft, an der Petroplus zu rund einem Drittel beteiligt ist. Diese Partnerschaft dient der Petroplus als Investment-Vehikel für das US-Raffinerie-Geschäft.

Vor Beginn seiner Anstellung bei Petroplus war er Präsident des Verwaltungsrats bei Premcor Inc., einer US-amerikanischen nationalen Ö raffinerie-Gesellschaft und einem Fortune-250-Unternehmen, kotiert an der New York Stock Exchange, und zwar bis zu deren Verkauf an die Valero im August 2005. Vor dem Beitritt zu Premcor betätigte sich Thomas D. O'Malley als Verwaltungsratspräsident und CEO der Tosco Corporation. Dieses Fortune-100-Unternehmen war die grösste unabhängige Ö raffinerie-Gesellschaft und Händler von Ölprodukten in den Vereinigten Staaten. Vor seinem Engagement bei Premcor und Tosco war er Vize-Präsident des Verwaltungsrats der Salomon Brothers Inc.

Thomas D. O'Malley ist Vorsitzender des Kuratoriums des Manhattan College.

*Tätigkeiten in Führungs- und Aufsichtsgremien* – Keine.

*Dauerhafte Geschäftsführungs- und Beratungsaufgaben für schweizerische und ausländische Interessengruppen* – Keine.

**Patrick Monteiro de Barros** (Stellvertretender Präsident des Verwaltungsrats und Präsident des Entschädigungsausschusses, nicht geschäftsführendes Mitglied)

*Ausbildung* – Hochschulabschluss in Geisteswissenschaften der Universität von Paris und Ecole Supérieure de Commerce de Paris, Frankreich.



**Patrick Monteiro de Barros**  
Stellvertretender Präsident und Präsident des Entschädigungsausschusses sowie nicht geschäftsführendes Mitglied des Verwaltungsrats



**Markus Dennler, Dr.**  
Präsident des Prüfungsausschusses und nicht geschäftsführendes Mitglied des Verwaltungsrats



**Walter Gruebler, Dr.**  
Nicht geschäftsführendes Mitglied



**Robert J. Lavinia**  
Nicht geschäftsführendes Mitglied

*Beruflicher Hintergrund* – Patrick Monteiro de Barros war seit 1988 als Präsident und Chief Executive Officer der Argus Resources Ltd. (Grossbritannien) tätig. Er war zwischen 1987 und 1988 Präsident und Chief Executive Officer von Sigmoid Resources und von 1975 bis 1987 Senior Vice President von Philipp Brothers.

*Tätigkeiten in Führungs- und Aufsichtsgremien* – Patrick de Barros ist Präsident der Monteiro de Barros Foundation, Lissabon, Portugal, Präsident der Protea Holdings, NY, USA, und ein nicht geschäftsführendes Verwaltungsratsmitglied bei der Espirito Santo Financial Group.

*Dauerhafte Geschäftsführungs- und Beratungsaufgaben für schweizerische und ausländische Interessengruppen* – Keine.

**Markus Dennler, Dr.** (Präsident des Prüfungsausschusses, nicht geschäftsführendes Mitglied)

*Ausbildung* – Dr. iur. der Universität Zürich und zugelassener Rechtsanwalt. Er besuchte ausserdem die International Bankers School in New York und die Harvard Business School (AMP), USA.

*Beruflicher Hintergrund* – Markus Dennler hatte eine Reihe von Positionen innerhalb der Credit Suisse Group inne, zuletzt war er Mitglied der Geschäftsleitung der Credit Suisse Financial Services und als Chief Executive Officer für das internationale operative Leben- und Vorsorgegeschäft verantwortlich. Davor war er Mitglied der Konzernleitung der Winterthur-Versicherungen, zu diesem Zeitpunkt eine Tochtergesellschaft der Credit Suisse Group.

*Tätigkeiten in Führungs- und Aufsichtsgremien* – Dr. Dennler ist zurzeit stellvertretender Präsident der Implenia und Allianz Suisse und Mitglied des Verwaltungsrats von Swissquote.

*Dauerhafte Geschäftsführungs- und Beratungsaufgaben für schweizerische und ausländische Interessengruppen* – Vorstandsmitglied der britisch-schweizerischen Handelskammer.

**Walter Gruebler, Dr.** (Nicht geschäftsführendes Mitglied)

*Ausbildung* – Dr. oec. HSG und Master of Business Administration (lic. oec. HSG) der Universität St. Gallen, Schweiz.

*Beruflicher Hintergrund* – Walter Gruebler war von 2000 bis 2004 Chief Executive Officer der Sika AG. Von 1990 bis 1999 war Herr Gruebler Mitglied der Konzernleitung der Alusuisse

AG und von 1974 bis 1990 Chief Executive Officer und stellvertretender Verwaltungsratspräsident der Airex AG.

*Tätigkeiten in Führungs- und Aufsichtsgremien* – Dr. Gruebler ist als Verwaltungsratspräsident der Sika AG, Präsident der Adval Tech AG, Präsident der National Versicherungen sowie Präsident der Quadrant AG tätig. Dr. Gruebler ist Mitglied des Stiftungsrates der ETH-Stiftung, Zürich, Schweiz.

*Dauerhafte Geschäftsführungs- und Beratungsaufgaben für schweizerische und ausländische Interessengruppen* – Keine.

**Robert J. Lavinia** (Nicht geschäftsführendes Mitglied)

*Ausbildung* – Abschluss der US Merchant Marine Academy und der Harvard University Business School Advanced Management Program, USA.

*Beruflicher Hintergrund* – Robert J. Lavinia ist seit Mai 2007 im Verwaltungsrat tätig. Er war Präsident von Petroplus vom 5. Juli 2007 bis zum 1. März 2008 und CEO von Petroplus vom 1. März 2008 bis 31. August 2009 und arbeitete als Mitarbeiter in einer Übergangsposition bis Ende 2009 weiter. Vor Beginn seiner Beschäftigung bei Petroplus war er bei einer Reihe grosser Energieunternehmen tätig, darunter die Gulf Oil Corporation (1970–1980), Phibro Energy Corporation (1980–1991) und Tosco Corporation (1992–2001). Von 2002 bis 2006 war er Verwaltungsratsmitglied der Transcor SA, einer Handelsgesellschaft mit Sitz in Belgien, und von 2005 bis



**Maria Livanos Cattai**  
Nicht geschäftsführendes  
Mitglied

2006 Verwaltungsratspräsident der Pasadena Refining Company.

*Tätigkeiten in Führungs- und Aufsichtsgremien* – Keine.

*Dauerhafte Geschäftsführungs- und Beratungsaufgaben für schweizerische und ausländische Interessengruppen* – Keine.

**Maria Livanos Cattai** (Nicht geschäftsführendes Mitglied)

*Ausbildung* – Hochschulabschluss in Geisteswissenschaften mit Auszeichnung der Harvard University, USA, und Ehrendoktor der Rechtswissenschaften der York University, Kanada.

*Beruflicher Hintergrund* – Maria Livanos Cattai war von 1996 bis Juni 2005 als Generalsekretärin der Internationalen Handelskammer tätig. Vor Beginn dieser Tätigkeit arbeitete sie fast zwei Jahrzehnte beim Weltwirtschaftsforum in Genf, stieg zum Managing Director auf und war verantwortlich für das Jahrestreffen des Forums in Davos.

*Tätigkeiten in Führungs- und Aufsichtsgremien* – Maria Livanos Cattai ist in den Verwaltungsräten verschiedener gemeinnütziger Organisationen weltweit tätig: Sie ist Präsidentin der Balkan Children and Youth Foundation (Skopje), Mitglied des geschäftsführenden Vorstandes der International Crisis Group (Brüssel), Verwaltungsratsmitglied und im Beirat der ICT for Peace Foundation (Genf), der East-West Institute (New York), der World Life Sciences (Genf), des Institute of Interna-

tional Education (New York), des National Bureau of Asian Research (NBR), der International Youth Foundation (Baltimore), der Schulich School of Business (York University, Toronto) und der Elliott School of International Affairs (George Washington University, Washington D.C.).

*Dauerhafte Geschäftsführungs- und Beratungsaufgaben für schweizerische und ausländische Interessengruppen* – Keine.

**Eija Malmivirta** (Präsidentin des Nominierungs- und Corporate-Governance-Ausschusses, nicht geschäftsführendes Mitglied)

*Ausbildung* – Master of Sciences der Helsinki University of Technology in Finnland.

*Beruflicher Hintergrund* – Eija Malmivirta war von 1996 bis 2002 Präsidentin und Hauptaktionärin der Merei Oy Ltd. Von 1969 bis 1996 betätigte sie sich in verschiedenen Positionen bei Neste Oyj, zuletzt als stellvertretende Generaldirektorin verantwortlich für die Leitung von Neste Oil Trading und Supply.

*Tätigkeiten in Führungs- und Aufsichtsgremien* – Eija Malmivirta ist zurzeit Verwaltungsratsmitglied der Kotimaa Yhtiöt Oy, Helsinki, und der Miinan Hoitolat Oy, Helsinki.

*Dauerhafte Geschäftsführungs- und Beratungsaufgaben für schweizerische und ausländische Interessengruppen* – Keine.



**Eija Malmivirta**  
Präsidentin des Nominierungs- und Corporate-Governance-Ausschusses und nicht geschäftsführendes Mitglied



**Werner G. Müller, Dr.**  
Nicht geschäftsführendes Mitglied



**Patrick Power**  
Nicht geschäftsführendes Mitglied



**Ernst Weil**  
Nicht geschäftsführendes Mitglied

**Werner G. Müller, Dr.** (Nicht geschäftsführendes Mitglied)

*Ausbildung* – Dr. in Geologie der Universität Basel, Schweiz.

*Beruflicher Hintergrund* – Werner G. Müller verfügt über mehr als 40 Jahre Berufserfahrung in technischen und wirtschaftlichen Aspekten des Bergbau-, Metallurgie- sowie Öl- und Gasgeschäfts. Dr. Müller arbeitete für die weltweit führenden Rohstoff-Handelsfirmen, darunter Philipp Brothers (1971–1985), Glencore und dessen Vorgängerunternehmen Marc Rich (1989–2000). Seit 2000 ist Dr. Müller als unabhängiger Berater für die Rohstoffindustrie tätig. Er ist ebenfalls Senior Associate von Behre Dolbear, einer Consultinggruppe mit Sitz in den USA, die sich auf die Beurteilung von Vermögenswerten der Rohstoffindustrie und die Bereitstellung von Finanzdienstleistungen spezialisiert hat.

*Tätigkeiten in Führungs- und Aufsichtsgremien* – Keine.

*Dauerhafte Geschäftsführungs- und Beratungsaufgaben für schweizerische und ausländische Interessengruppen* – Keine.

**Patrick Power** (Nicht geschäftsführendes Mitglied)

*Ausbildung* – Bachelor of Sciences in Experimenteller Physik des University College Dublin, Irland; Master of Sciences in Geophysik des Imperial College London, UK; MBA des University College Cork, Irland. Patrick Power ist ebenfalls Diplomingenieur und Mitglied der Institution of Engineers of Ireland.

*Beruflicher Hintergrund* – Patrick Power ist seit 2003 Gründungsmitglied und Geschäftsführer der Shannon LNG Limited. Zuvor war er von 1998 bis 2001 als Verwaltungsratsmitglied und Chief Executive Officer der Irish National Petroleum Corporation und von 2001 bis 2002 der Irish Petroleum Company tätig. Von 1973 bis 1993 hatte er verschiedene Positionen bei der Marathon Oil Company inne, darunter die des President of Marathon International Petroleum – Worldwide Business Development.

*Tätigkeiten in Führungs- und Aufsichtsgremien* – Patrick Power ist Geschäftsführer und Verwaltungsratsmitglied der Shannon LNG Ltd., Irland, und Mitglied des Verwaltungsrats der Multiple Sclerosis Society of Ireland.

*Dauerhafte Geschäftsführungs- und Beratungsaufgaben für schweizerische und ausländische Interessengruppen* – Keine.

**Ernst Weil** (Nicht geschäftsführendes Mitglied)

*Ausbildung* – Abschluss in Wirtschaftswissenschaften der Universität Zürich, Schweiz, und der Harvard University Business School Advanced Management Program, USA.

*Beruflicher Hintergrund* – Ernst Weil verfügt über mehr als 40 Jahre Berufserfahrung in der Finanz- und Energieindustrie. Er war in verschiedenen Unternehmen tätig, darunter von 1975 bis 1986 bei Phibro Energy Corporation, in einer Vielzahl von Positionen wie der des Chief Executive Officers, und stellvertretender Generaldirektor von 1986 bis 1993 bei Solomon Brothers. Er war von 1994 bis 1999 Mitglied des Verwaltungsrats der Rothschild Bank, Schweiz.

*Tätigkeiten in Führungs- und Aufsichtsgremien* – Mitglied des Verwaltungsrats und Co-Präsident des United Jewish Appeal, Schweiz.

*Dauerhafte Geschäftsführungs- und Beratungsaufgaben für schweizerische und ausländische Interessengruppen* – Keine.

### 3.3 Wahl und Amtszeit

Die Mitglieder des Verwaltungsrats werden im Allgemeinen an der jährlichen ordentlichen Generalversammlung für einen Zeitraum von maximal drei Jahren gewählt. Ein Jahr ist definiert als der Zeitraum zwischen zwei ordentlichen Generalversammlungen. Die einzelnen Amtszeiten der Mitglieder sind so koordiniert, dass jedes Jahr rund ein Drittel der Mitglieder neu oder wiedergewählt werden muss. Jedes Jahr wurden die Mitglieder einzeln gewählt. Die Ablaufdaten der Amtszeiten sämtlicher gewählter Verwaltungsratsmitglieder sind in der Tabelle auf Seite 74 offen gelegt.

Der Verwaltungsrat wählt seinen Präsidenten sowie dessen Stellvertreter selbst.

### 3.4 Interne Organisationsstruktur

Der VR stellt das oberste Leitungsorgan der Petroplus dar und setzt sich aus dem Präsidenten, dem stellvertretenden Präsidenten und den übrigen Mitgliedern zusammen. Gemäss dem Organisationsreglement der Petroplus Holdings AG («ROO») hat der VR des Unternehmens drei Ausschüsse eingerichtet: den Prüfungsausschuss, den Nominierungs- und Corporate-Governance-Ausschuss sowie den Entschädigungsausschuss. Jeder Ausschuss berät den VR in den nachstehend

näher beschriebenen Angelegenheiten, oft mit Unterstützung der Geschäftsleitung und weiterer an der Geschäftsleitung der Petroplus Holdings AG beteiligten Personen. Die Präsidenten der einzelnen Ausschüsse informieren den Verwaltungsrat über sämtliche wesentliche Punkte, die an den Ausschusssitzungen besprochen wurden und sprechen Empfehlungen für Entscheidungen aus, die vom Verwaltungsrat zu treffen sind. Die Mitglieder der Ausschüsse sind nicht geschäftsführende Mitglieder des VR und unabhängig von Petroplus. In Bezug auf die Ausschussmitgliedschaft bedeutet «unabhängig» ein nicht geschäftsführendes Mitglied des VR, das in den vergangenen drei Jahren nicht der Geschäftsleitung angehörte und das keine oder vergleichsweise unwesentliche Geschäftsbeziehungen zur Petroplus Holdings AG unterhalten hat. Ausschussmitglieder dürfen in keiner Beziehung zum Unternehmen stehen, die nach Auffassung des VR mit ihrem unabhängigen Urteil als Mitglied des jeweiligen Ausschusses kollidieren würde.

Im Laufe des Jahres wurden sechs Verwaltungsratssitzungen abgehalten, die je ca. fünf bis acht Stunden dauerten oder so lange wie nötig, um das Sitzungsziel zu erreichen.

Der VR und die Ausschüsse haben bei Bedarf die Mitglieder der Geschäftsleitung und externe Berater eingeladen, um bestimmte Belange zu besprechen.

### **Prüfungsausschuss**

Mitglieder: Markus Dennler (Präsident des Ausschusses), Walter Grübler und Ernst Weil.

Der Prüfungsausschuss unterstützt den VR als beratendes, kontrollierendes und initiiertes Gremium in den Bereichen Kommunikation mit internen und externen Revisionsstellen, Überwachung der Unabhängigkeit und Objektivität der internen Revision, Überprüfung und Beurteilung der Unabhängigkeit externer Revisionsstellen, der Finanzberichterstattung sowie Beurteilung der Angemessenheit und Effektivität der internen Kontrollsysteme. Das Anliegen des Prüfungsausschusses ist die Förderung der ständigen Verbesserung sowie die Einhaltung der Richtlinien, Verfahren und Geschäftspraxis der Petroplus Holdings AG auf allen Ebenen des Unternehmens.

Der Prüfungsausschuss besteht gemäss Festlegung des VR aus mindestens zwei Mitgliedern des VR. Jedes Mitglied des Prüfungsausschusses muss ein nicht geschäftsführendes und unabhängiges Mitglied des VR sein. Der Ausschuss tagt in der Regel mindestens viermal jährlich; jede Sitzung dauert so lange wie notwendig, um das Sitzungsziel zu erreichen, im Allgemeinen mindestens eine Stunde. Sofern die Umstände

es erfordern, finden weitere Sitzungen pro Jahr statt. Im Jahr 2009 wurden vier Ausschusssitzungen abgehalten, die jeweils ca. zwei bis drei Stunden dauerten.

### **Nominierungs- und Corporate-Governance-Ausschuss**

Mitglieder: Eija Malmivirta (Präsidentin des Ausschusses), Maria Livanos Cattai und Werner G. Müller.

Der Nominierungs- und Corporate-Governance-Ausschuss legt fest, nach welchen Grundsätzen Personen zur Wahl oder Wiederwahl in den VR nominiert werden, schlägt Personen zur Wahl in den VR vor und spricht Empfehlungen für den Verwaltungsrat in praktischen Fragen der Corporate Governance aus.

Der Nominierungs- und Corporate-Governance-Ausschuss besteht gemäss Festlegung des VR aus mindestens zwei Mitgliedern des VR. Die Mehrheit der Mitglieder des Nominierungs- und Corporate-Governance-Ausschusses müssen nicht geschäftsführende und unabhängige Mitglieder des VR sein. Der Ausschuss tagt in der Regel ca. zwei- bis viermal jährlich; jede Sitzung dauert so lange wie notwendig, um das Sitzungsziel zu erreichen, im Allgemeinen mindestens eine Stunde. Sofern die Umstände es erfordern, finden weitere Sitzungen pro Jahr statt. Im Jahr 2009 wurden drei Ausschusssitzungen abgehalten, die jeweils ca. eine bis drei Stunden dauerten.

### **Entschädigungsausschuss**

Mitglieder: Patrick Monteiro de Barros (Präsident des Ausschusses), Eija Malmivirta und Patrick Power.

Der Entschädigungsausschuss unterstützt den VR darin, sicherzustellen, dass die Mitglieder der Geschäftsleitung sowie des VR in Einklang mit der Entschädigungsstrategie des Unternehmens, den internen Gerechtigkeitsgrundsätzen, der Wettbewerbspraxis, den regulatorischen Anforderungen und den Interessen unserer Aktionäre vergütet werden.

Der Entschädigungsausschuss besteht gemäss Festlegung des VR aus mindestens zwei Mitgliedern des VR. Diese sollten mehrheitlich nicht geschäftsführende und unabhängige Mitglieder des VR sein. Der Ausschuss tagt in der Regel ca. zwei- bis viermal jährlich; jede Sitzung dauert so lange wie notwendig, um das Sitzungsziel zu erreichen, im Allgemeinen mindestens eine Stunde. Sofern die Umstände es erfordern, finden weitere Sitzungen pro Jahr statt. Im Jahr 2009 wurden vier Ausschusssitzungen abgehalten, die jeweils ca. eine bis drei Stunden dauerten.

### 3.5 Kompetenzregelung

Obwohl der Verwaltungsrat die Leitung der Geschäfte der Petroplus dem CEO und den Mitgliedern der Geschäftsleitung übertragen hat, verbleiben die folgenden Verantwortlichkeiten beim Verwaltungsrat:

- Wahl des Präsidenten, des stellvertretenden Präsidenten, des Präsidenten und der Mitglieder des Prüfungsausschusses, des Nominierungs- und Corporate-Governance-Ausschusses sowie des Entschädigungsausschusses;
- Definition der strategischen Ausrichtung des Unternehmens und Ausgabe notwendiger Anweisungen;
- Definition und Änderung der Strategie der Gesellschaft sowie Verabschiedung von Beschlüssen über die Aufnahme oder Aussetzung von Geschäftstätigkeiten;
- Unternehmensgründung/-errichtung;
- Ernennung und Abberufung von Mitgliedern der Geschäftsleitung und anderer Zeichnungsberechtigter des Unternehmens;
- Genehmigung des Jahresbudgets und diesbezüglicher Abweichungen;
- Bewilligung der Finanzplanung und Aufstellung von Grundsätzen der Rechnungslegung und der Finanzkontrolle;
- Festlegung des Geschäftsjahres des Unternehmens;
- Aufsicht über und Kontrolle der Mitglieder der Geschäftsleitung, insbesondere hinsichtlich der Einhaltung von Gesetzen, Statuten, internen Richtlinien und Anweisungen;
- Vorbereitung des Geschäftsberichts und der Generalversammlung sowie Ausführung ihrer Entscheidungen;
- Anzeige beim Richter im Falle einer Überschuldung oder eines Konkurses gemäss Artikel 725 des Schweizerischen Obligationenrechts («OR»);
- Entscheidung über die Einlage auf nicht vollständig liberierte Aktien und im Zusammenhang mit der Kapitalerhöhung aus dem genehmigten Kapital, einschliesslich Entscheidungen über die Auflösung nicht mehr benötigter Rückstellungen;
- Genehmigung von Massentlassungen, wie in Artikel 335d des OR oder in ähnlichen ausländischen Vorschriften festgelegt; und
- Erwerb und Veräusserungen von Immobilien, Tochtergesellschaften oder Unternehmensteilen, falls die Kosten CHF 80 Millionen übersteigen, Kredite im Umfang von über CHF 500 Millionen, Erdölverträge über mehr als 600'000 Barrel pro Monat und einer Laufzeit von über einem Jahr oder weitere Verträge in Höhe von über CHF 200 Millionen jährlich sowie sämtliche Transaktionen zwischen dem Unternehmen und dem CEO oder anderen Mitgliedern der Geschäftsleitung sowie Personen, die zu diesen in enger Beziehung stehen.

### 3.6 Informations- und Kontrollinstrumente gegenüber der Geschäftsleitung

Die Finanzberichterstattung von Petroplus verwendet professionelle Berichts- und Konsolidierungssoftware. Gesamtergebnisrechnungen sowie Bilanzen werden monatlich gemeldet und konsolidiert, dies trifft auch auf weitere mit dem Controlling zusammenhängende Informationen zu, etwa Details zu Umsatz und Betriebsgewinn. Monatlich liefern sämtliche Controller des Raffineriebetriebs, des Bereichs Marketing und anderer Geschäftsfelder eine detaillierte Analyse zu den Änderungen der Finanzdaten. Diese Analyse umfasst Veränderungen am Markt, im Betrieb und in weiteren relevanten Bereichen. Darüber hinaus wird diese Analyse mit dem Budget verglichen, das vom VR im vierten Quartal des Vorjahres genehmigt wurde. Der Chief Financial Officer («CFO») legt dem VR monatlich die Analyse der Finanz- und Betriebsergebnisse im Überblick vor.

Die Mitglieder der Geschäftsleitung nehmen regelmässig an Sitzungen des VR und des Prüfungsausschusses teil. Der CFO legt die Finanzdaten des Unternehmens dem Prüfungsausschuss vierteljährlich und jährlich vor.

Die interne Revisionsstelle unterstützt den VR bei der Erfüllung seiner Aufsichtspflichten, indem sie unabhängige und objektive Beurteilungen der Effektivität des Risikomanagements des Unternehmens sowie der internen Kontroll- und Governance-Prozesse vorlegt. Die Tätigkeiten der internen Revision richten sich nach einem jährlichen Prüfungsplan, der nach einer geeigneten risikobasierten Methode entwickelt wurde, die sämtliche operativen Bereiche des Unternehmens abdeckt. Dieser Prüfungsplan wird nach Durchsicht seitens des Prüfungsausschusses vom VR genehmigt. Die Ergebnisse interner Revisionen werden der Geschäftsleitung, dem Prüfungsausschuss, dem Präsidenten des Verwaltungsrats sowie der externen Revisionsstelle in formalen Berichten der internen Revision direkt bekannt gegeben. Anhand regelmässiger Folgeprüfungen wird gewährleistet, dass Massnahmen zur Risikominderung und Kontrollverbesserung fristgerecht umgesetzt werden.

Der Leiter der internen Revision berichtet direkt an den Prüfungsausschuss, um die Unabhängigkeit von der Geschäftsführung sicher zu stellen.

Die interne Revision ist den Standards for Professional Practice of Internal Auditing des Institute of Internal Auditors verpflichtet.



## 4 Geschäftsleitung

### 4.1 Mitglieder der Geschäftsleitung

Die vier Mitglieder der Geschäftsleitung («Geschäftsleitung») sind:

Name	Nationalität	Position
Jean-Paul Vettier <sup>1)</sup>	Franzose	Chief Executive Officer
Chester J. Kuchta <sup>2)</sup>	Amerikaner	Stellvertretender Generaldirektor und Chief Operating Officer
Karyn F. Ovelmen	Amerikanerin	Stellvertretende Generaldirektorin und Chief Financial Officer
W. Thomas Skok <sup>3)</sup>	Amerikaner	General Counsel und Sekretär

<sup>1)</sup> Per 1. September 2009 wurde Jean-Paul Vettier zum CEO ernannt. Er ist der Nachfolger von Robert J. Lavinia. Herr Lavinia setzte seine Arbeit als Mitarbeiter in einer Übergangssposition bis Ende 2009 fort und ist weiterhin als nicht geschäftsführendes Mitglied des Verwaltungsrats tätig.

<sup>2)</sup> Per 23. November 2009 wurden die Vertriebs- und Raffinerietätigkeiten des Unternehmens vereint. Chester J. Kuchta, der ehemalige Chief Commercial Officer des Unternehmens führt die neue operative Einheit als Chief Operating Officer. Bruce A. Jones, der ehemalige Chief Operating Officer des Unternehmens, wird seine Arbeit in einer Übergangssposition bis Februar 2010 fortsetzen.

<sup>3)</sup> Per 15. Dezember 2009 übernahm W. Thomas Skok von Michael D. Gayda die Position des General Counsel. Herr Gayda wird seine Arbeit bis zu seiner Pensionierung am 31. Januar 2010 in einer Übergangssposition fortsetzen.



**Jean-Paul Vettier**  
Chief Executive Officer



**Chester J. Kuchta**  
Stellvertretender Generaldirektor  
und Chief Operating Officer



**Karyn F. Ovelmen**  
Stellvertretende Generaldirektorin  
und Chief Financial Officer



**W. Thomas Skok**  
General Counsel und  
Sekretär

## 4.2 Ausbildung, beruflicher Hintergrund, weitere Tätigkeiten und Funktionen

Keines der Mitglieder der Geschäftsleitung ist Mitglied von Führungs- und Aufsichtsgremien schweizerischer oder ausländischer Organisationen, die nicht zur Petroplus-Gruppe gehören. Keines der Mitglieder übt dauernde Geschäftsführungs- oder Beratungsaufgaben für schweizerische Interessengruppen aus und keines der Mitglieder hat offizielle Funktionen oder bekleidet politische Ämter.

### **Jean-Paul Vettier** (Chief Executive Officer)

*Ausbildung* – Hochschulabschluss in Wirtschaftswissenschaften und Jura der Universität Paris, Frankreich.

*Beruflicher Hintergrund* – Jean-Paul Vettier wurde im September 2009 zum CEO ernannt. Vor Beginn seiner Anstellung bei Petroplus war er in der Beratung von Investment- und Managementfirmen in Energiefragen und darüber hinaus als Mitglied des Verwaltungsrats von Unternehmen mit Sitz in den USA, Europa und Kanada tätig. Von 1993 bis März 2006 war er Präsident und Chief Executive Officer von Total Refining & Marketing, einem multinationalen Energieunternehmen. Zwischen 1992 und 1996 war er nicht geschäftsführender Präsident von Total Petroleum North America. Bevor er im Jahr 1990 als stellvertretender Generaldirektor für das Raffineriegeschäft und Marketing zu Total ging, war Jean-Paul Vettier 16 Jahre bei Rhone-Poulenc beschäftigt, mit operativer Verantwortung in den Bereichen Recht und strategische Planung. Von 1987 bis 1989 war er Geschäftsführer der Sparte Petrochemie sowie Mitglied des geschäftsführenden Vorstandes bei Orkem.

Per 1. September 2009 trat Jean-Paul Vettier die Nachfolge von Robert J. Lavinia als CEO des Unternehmens an.

*Frühere Aufgaben bei Petroplus* – Keine.

### **Chester J. Kuchta** (Stellvertretender Generaldirektor und Chief Operating Officer)

*Ausbildung* – Bachelor of Sciences in Chemie, Brown University, USA.

*Beruflicher Hintergrund* – Chester J. Kuchta ist seit November 2009 unser Chief Operating Officer. Er kam im Juni 2006 zu Petroplus als Chief Commercial Officer. In der Zeit von April 2002 bis September 2005 war er Vizepräsident Rohölbeschaffung und -handel bei der Premcor Refining Group Inc., bis diese von Valero Energy übernommen wurde. Bevor er zu Premcor wechselte, war er Leiter der Rohölbeschaffung der East Coast and Gulf Coast Systems der Phillips 66 Company, das war im Jahr 2001 nach der Übernahme der Tosco Corporation durch Phillips. Vor der Zeit bei Phillips war Herr Kuchta von 1996 bis 2001 in verschiedenen vertriebs- und raffinerie-spezifischen Positionen für Tosco tätig. Davor arbeitete er sechs Jahre lang in verschiedenen raffinerie-spezifischen, kaufmännischen und umwelttechnischen Funktionen für die Exxon Corporation.

Im Rahmen der Zusammenlegung der Vertriebs- und Raffinerietätigkeiten bei Petroplus trat Chester J. Kuchta per 23. November 2009 die Nachfolge von Bruce A. Jones als Chief Operating Officer an.

*Frühere Aufgaben bei Petroplus* – Keine.

### **Karyn F. Ovelmen** (Stellvertretende Generaldirektorin und Chief Financial Officer)

*Ausbildung* – Bachelor of Arts, University of Connecticut, USA und Certified Public Accountant («CPA») in den USA.

*Beruflicher Hintergrund* – Karyn F. Ovelmen ist stellvertretende Generaldirektorin und Chief Financial Officer seit der Gründung von Argus im Februar 2006. Zuvor war sie stellvertretende Generaldirektorin und Chief Financial Officer der Argus Resources Inc. im Jahr 2006. Bevor sie zu Argus kam, war sie von November 2003 bis September 2005, bis zur Übernahme von Premcor durch Valero Energy, Vizepräsidentin für Finanzen, Externes Berichtswesen und Investor Relations bei der Premcor Refining Group Inc. Zuvor arbeitete sie zwölf Jahre lang bei PricewaterhouseCoopers, hauptsächlich im Bereich Energieunternehmen; sie war unter anderem in leitender Funktion bei PricewaterhouseCoopers für die Tosco Corporation zuständig.

*Frühere Aufgaben bei Petroplus* – Keine.

**W. Thomas Skok** (General Counsel und Sekretär)

*Ausbildung* – Bachelor of Arts des Lycoming College, Pennsylvania, USA, und Dr. iur. der Western State University, College of Law, USA.

*Beruflicher Hintergrund* – W. Thomas Skok ist seit Dezember 2009 unser General Counsel und Sekretär. Zuvor war er von 2007 bis 2009 Associate General Counsel von Petroplus. Bevor er zu Petroplus kam, unterstützte Herr Skok von 2001 bis Februar 2007 als Senior Counsel die nachgelagerten Geschäftsbereiche von ConocoPhillips. In der Zeit von 1997 bis 2001 war er Associate General Counsel bei der Tosco Corporation. Vor seinem Beitritt zu Tosco war W. Thomas Skok von 1984 bis 1997 als Deputy General Counsel bei der Unocal Corporation tätig. Bevor er seine Zulassung als Anwalt erhielt, arbeitete er an verschiedenen Positionen im Finanzmanagement für das Industriechemikalien-Geschäft von Unocal.

Per 15. Dezember 2009 trat W. Thomas Skok die Nachfolge von Michael D. Gayda als General Counsel und Sekretär des Unternehmens an.

*Frühere Aufgaben bei Petroplus* – Vom 1. Februar 2007 bis 15. Dezember 2009 war Herr Skok als Associate General Counsel der Petroplus Marketing AG tätig.

### 4.3 Managementverträge

Petroplus hat keine Geschäftsführungsverträge mit Dritten abgeschlossen.

## 5 Entschädigungen, Beteiligungen und Darlehen

### 5.1 Inhalt und Festsetzungsverfahren der Entschädigungen und der Beteiligungsprogramme

Die Entschädigung von VR und Geschäftsleitung wird vom Entschädigungsausschuss festgelegt und vom Verwaltungsrat genehmigt.

#### Nicht geschäftsführende Verwaltungsratsmitglieder

Für den Verwaltungsrat gelten die folgenden Entschädigungsformen:

- Verwaltungsrats honorare – Mit Ausnahme unseres Präsidenten, Thomas D. O'Malley, erhält jedes nicht geschäftsführende Mitglied des VR eine jährliche Vergütung in Höhe von CHF 225'000 für die erbrachten Dienstleistungen. Darüber hinaus erhält der Präsident des Prüfungsausschusses eine zusätzliche jährliche Vergütung in Höhe von CHF 100'000 und die Präsidenten des Entschädigungsausschusses und des Nominierungs- und Corporate-Governance-Ausschusses erhalten je eine zusätzliche jährliche Vergütung in Höhe von CHF 20'000. Der VR legt die Vergütung der nicht geschäftsführenden Verwaltungsratsmitglieder fest.
- Weitere Barentschädigungen – Jedes nicht geschäftsführende Mitglied des VR erhält eine Entschädigung in Höhe von CHF 5'500 für jede Verwaltungsrats- oder Ausschusssitzung, an der das Mitglied teilnimmt.
- «Equity Participation Plan» – Die nicht geschäftsführenden Verwaltungsratsmitglieder sind zur Teilnahme an unserem Equity Participation Plan berechtigt. Die aktienbasierte Vergütung wird seitens des VR genehmigt.
- Der Vertrag mit Thomas D. O'Malley sieht ein jährliches Grundgehalt in Höhe von CHF 600'000 per 31. Dezember 2009 vor. Für das Jahr 2009 beträgt die Mindestbonuszahlung CHF 400'000.

#### Geschäftsleitung

Das Unternehmen hat Arbeitsverträge mit unserer Geschäftsleitung abgeschlossen. Die aktuell gültigen Verträge, geändert und in Kraft per 1. September 2009, haben eine unbegrenzte Laufzeit und können entweder durch das Unternehmen oder das Mitglied der Geschäftsleitung mit einer Kündigungsfrist von mindestens drei Monaten aufgelöst werden. Der Vertrag von Jean-Paul Vettier hat eine Laufzeit von zwei Jahren, allerdings mit einer Evergreening-Klausel, die den Vertrag jeweils zum Ende eines Jahres um ein Jahr verlängert. Die Verträge regeln ein jährliches Grundgehalt per 31. Dezember 2009 (dessen Anhebung gegebenenfalls vom VR zu beschliessen

ist) in Höhe von: CHF 1'200'000 für Jean-Paul Vettier, CHF 1'000'000 jeweils für Chester J. Kuchta, Karyn F. Ovelmen und CHF 675'000 für W. Thomas Skok. Die Arbeitsverträge legen fest, dass die Mitglieder der Geschäftsleitung Anspruch auf einen Jahresbonus haben und die Bonuszahlung von einer bestimmten Höhe des Gewinns je Aktie abhängt. Fällt der Gewinn je Aktie höher aus als angenommen, steigt der Bonus entsprechend. Einzig im Jahre 2009 erhält Robert J. Lavinia eine Mindestbonuszahlung in Höhe von CHF 700'000. Der Vertrag von Jean-Paul Vettier sieht einen jährlichen Mindestbonus in Höhe von CHF 1'200'000 vor. Im Jahr 2009 erhielten Chester J. Kuchta, Karyn F. Ovelmen und die ehemaligen Mitglieder der Geschäftsleitung Michael D. Gayda und Bruce A. Jones je eine Retentionszahlung in Höhe von CHF 550'000. Darüber hinaus sind die Mitglieder der Geschäftsleitung zur Teilnahme an unserem «Equity Participation Plan» berechtigt.

Der Entschädigungsausschuss des Verwaltungsrats hat eine Richtlinie für die Gesellschaft erstellt, nach der die Entschädigung sicherstellen soll, dass Unternehmensführung und Mitarbeiter angemessen für ihre Beiträge zu Wachstum und Profitabilität der Gruppe entschädigt werden, dass die Strategie für die Entschädigung der Geschäftsleitung die Ziele der Organisation sowie die Interessen der Aktionäre unterstützt und dass die Höhe der Entschädigung in nachhaltigem Verhältnis zum Unternehmenserfolg und zum individuellen Beitrag der betreffenden Personen steht. Zur Ermittlung der Vergütung an die Geschäftsleitung, diese umfasst das Grundgehalt sowie kurz- und langfristige leistungsbezogene Komponenten, berücksichtigt der VR neben anderen Faktoren die Geschäftsentwicklung des Unternehmens und die relative Rendite der Aktionäre, die Höhe vergleichbarer leistungsbezogener Zahlungen für Mitglieder der Geschäftsleitung vergleichbarer Unternehmen derselben Branche und die in den vergangenen Jahren an diese Personen bezahlten Entschädigungen.

Die Arbeitsverträge mit der Geschäftsleitung, die deren leistungsabhängige Vergütung und deren Anspruch auf langfristige Entschädigung in Form von Aktien umfassen, wurden jeweils vom VR genehmigt. Der VR hat den «Equity Participation Plan» genehmigt, der festlegt, nach welchem Schema der VR Aktienoptionen und weitere Aktienzuteilungen gewähren kann. Der VR genehmigt die Mittel sowie die individuellen Entschädigungen für Mitglieder des VR und der Geschäftsleitung.

Petroplus nutzt verschiedene Datenquellen, um sich über die gängige Praxis am Markt zu informieren. Zahlreiche externe Berater, darunter führende Beratungsunternehmen, werden hierzu regelmässig konsultiert.

## 5.2 Entschädigungen, Beteiligungen und Darlehen

Die Offenlegung der Entschädigungen des VR und der Geschäftsleitung sowie Einzelheiten zu den Beteiligungen sind in Anhang 6 «Entschädigungen, Beteiligungen und Darlehen» der statutarischen Jahresrechnung der Petroplus Holdings AG per 31. Dezember 2009 ausgewiesen.

## 6 Mitwirkungsrechte der Aktionäre

### 6.1 Stimmrechtsbeschränkung und -vertretung

Jede Aktie hat eine Stimme. Alle Aktien haben dieselben Rechte. Stimmrechte und andere an die Aktien geknüpfte nichtwirtschaftlichen Rechte, einschliesslich des Rechts, unter bestimmten Voraussetzungen Generalversammlungen einzuberufen und an diesen teilzunehmen, dürfen erst ausgeübt werden, nachdem der Aktionär als Aktionär oder Nutzniesser mit Stimmrecht ins Aktienregister der Petroplus Holdings AG eingetragen wurde.

Personen, die Namenaktien erworben haben, werden auf Antrag als Aktionäre mit Stimmrecht in das Aktienregister eingetragen, vorausgesetzt, sie erklären ausdrücklich, die betreffenden Aktien im eigenen Namen und auf eigene Rechnung erworben zu haben. Siehe Abschnitt «Beschränkungen der Übertragbarkeit und Nominee-Eintragungen».

Die Übertragung nicht verurkundeter Aktien erfolgt nach schriftlicher Abtretungserklärung des verkaufenden Aktionärs und Benachrichtigung der Petroplus Holdings AG. Aktien, die in einem Depot oder Portfoliokonto einer Bank gehalten werden, können nur unter Mitwirkung dieser Bank übertragen werden. Nicht verurkundete Aktien können nur mittels eines schriftlichen Pfandvertrags zugunsten der Bank, auf deren Konten der Aktionär die betreffenden Aktien hält, verpfändet werden.

Erfolgte die Eintragung des Aktienbestands mit Stimmrechten auf Grundlage falscher Informationen, darf der VR eine solche Eintragung rückwirkend annullieren.

### 6.2 Statutarische Quoren

Es gibt keine Bestimmung in unseren Statuten, welche die Einhaltung eines bestimmten Präsenzquorums für unsere Generalversammlungen verlangt. Die Generalversammlung fasst ihre Beschlüsse und vollzieht ihre Wahlen, soweit das Gesetz es nicht anders bestimmt, mit der absoluten Mehrheit der vertretenen Aktienstimmen. Ein Beschluss der Generalversammlung, der eine qualifizierte Mehrheit von mindestens zwei Dritteln der vertretenen Stimmen und die absolute Mehrheit der vertretenen Aktiennennwerte auf sich vereinigt, ist gesetzlich erforderlich für:

- Änderungen des Unternehmenszwecks;
- Einführung von Stimmrechtsaktien;
- Beschränkungen der Übertragbarkeit von Stimmrechtsaktien;
- Genehmigte oder bedingte Kapitalerhöhung; Kapitalerhöhung aus Eigenkapital gegen Sacheinlage oder zwecks Sachübernahme oder die Gewährung von besonderen Vorteilen;
- Einschränkung oder Aufhebung des Bezugsrechts;
- Verlegung des Sitzes des Unternehmens; oder
- Auflösung des Unternehmens.

Der Vorsitzende der Generalversammlung entscheidet bei jeder Versammlung über das Wahlverfahren.

### 6.3 Einberufung der Generalversammlung

Die Regeln für die Einberufung der Generalversammlung weichen nicht vom Schweizerischen Gesellschaftsrecht ab.

### 6.4 Traktandierung

Die Traktandenliste der Generalversammlung wird durch den VR festgelegt und enthält alle Verhandlungsgegenstände sowie Anträge des Verwaltungsrats oder der Aktionäre, die um Aufnahme eines Punktes in die Traktandenliste gebeten haben. Ein Aktionär oder mehrere Aktionäre gemeinsam, die Aktien im Nennwert von CHF 1'000'000 vertreten, können die Traktandierung eines Verhandlungsgegenstandes verlangen. Der Antrag auf Traktandierung eines Verhandlungsgegenstandes muss schriftlich 45 Tage vor dem Termin der Generalversammlung unter Angabe des Verhandlungsgegenstandes und der Anträge vorliegen.

## 6.5 Eintragungen im Aktienregister

Das Unternehmen unterhält ein Aktienregister, in dem Angaben zu den Eigentümern und Nutznießern der Namenaktien dokumentiert sind. Nominees werden bis zu 5 % eingetragen. Weitere Informationen sind im vorstehenden Abschnitt «Beschränkungen der Übertragbarkeit und Nominee-Eintragungen» enthalten.

## 7 Kontrollwechsel und Abwehrmassnahmen

### 7.1 Angebotspflicht

Eine Person, die Aktien von Petroplus erwirbt, ob direkt, indirekt oder gemeinsam mit Dritten, und damit die Grenze von  $33\frac{1}{3}\%$  der Stimmrechte (ob ausübbar oder nicht) übersteigt, muss ein Angebot zur Übernahme aller Aktien unterbreiten. Eine Befreiung von der Angebotspflicht kann von der Schweizerischen Übernahmekommission und der Eidgenössischen Bankenkommision unter bestimmten Voraussetzungen erteilt werden.

Das schweizerische Recht gibt die Möglichkeit, eine Bestimmung in die Statuten einzufügen, die die Käufer von Aktien mit mehr als  $33\frac{1}{3}\%$  der Stimmrechte von der Pflicht befreit, ein öffentliches Kaufangebot (Opting-out) vorzulegen, oder die Grenze auf 49 % der Stimmrechte anhebt (Opting-up). Die Statuten der Petroplus enthalten keine derartigen Opting-up- oder Opting-out-Bestimmungen.

### 7.2 Kontrollwechselklauseln

Sämtliche ausstehenden Optionen einschliesslich derjenigen, die den Mitgliedern des VR und der Geschäftsleitung gewährt wurden, werden vollständig ausübbar und die Konkurrenzklausel in den Arbeitsverträgen mit der Geschäftsleitung wird bei einem Kontrollwechsel bei der Petroplus Holdings AG nichtig. Die Verträge der Herren O'Malley, Lavinia, Gayda, Jones, Kuchta und von Frau Ovelmen sehen im Fall eines Kontrollwechsels eine Zahlung in Höhe des 2.99-fachen des jährlichen Grundgehalts vor.

## 8 Revisionsstelle

### 8.1 Dauer des Mandats und Amtsdauer des leitenden Revisors

Im Jahre 2006 wurde die Ernst & Young Ltd., Zürich, zum ersten Mal zum Konzernprüfer der Petroplus ernannt. Das Unternehmen wurde an der dritten ordentlichen Generalversammlung vom 6. Mai 2009 für ein weiteres Jahr wiedergewählt. Reto Hofer, Partner, ist seit 2009 der verantwortliche Abschlussprüfer (zuvor war dies Eric Ohlund, Partner).

### 8.2 Revisionshonorar und zusätzliche Honorare

Die folgenden Honorare wurden von Ernst & Young für die Geschäftsjahre 2009 und 2008 in Rechnung gestellt:

(in Millionen USD)	2009	2008
Revisionshonorare <sup>1)</sup>	2,4	2,5
«Tax compliance»	0,2	0,4
Transaktionsdienstleistungen <sup>2)</sup>	0,4	0,1
<b>Total</b>	<b>3,0</b>	<b>3,0</b>

<sup>1)</sup> Dieser Betrag umfasst die Honorare für die einzelnen Revisionen der Petroplus-Unternehmen durch Ernst & Young und das Honorar für die Prüfung des Konzernabschlusses der Petroplus Holdings AG.

<sup>2)</sup> Transaktionsdienstleistungen umfassen unter anderem Kosten für Akquisitionen, Kapitalmarkttransaktionen und damit zusammenhängende Patronatserklärungen («Comfort Letters»).

### 8.3 Aufsichts- und Kontrollinstrumente

Die Aufsicht und Beurteilung der Arbeit der externen Revisionsstelle hat der Verwaltungsrat an den Prüfungsausschuss delegiert. Der Prüfungsausschuss und die externe Revisionsstelle tagen mindestens viermal jährlich gemeinsam, um den Revisionsablauf, den Quartalsbericht, signifikante buchhalterische Transaktionen, die Honorarentwicklung, Verfahrensabläufe, die nicht mit der Revision im Zusammenhang stehen und die Gewährleistung der Unabhängigkeit zu besprechen. Darüber hinaus stellt die externe Revisionsstelle einmal jährlich dem Prüfungsausschuss den detaillierten Prüfungsplan vor. Der Plan enthält den Zeitplan, den Umfang der Arbeiten sowie die Höhe des Honorars für die Prüfung, die im Folgejahr durchgeführt werden wird. Der Prüfungsausschuss stellt dem Verwaltungsrat die Informationen zusammengefasst zur Verfügung, und anhand dieser Daten und der Empfehlung des Prüfungsausschusses genehmigt der Verwaltungsrat den Prü-

fungsplan sowie anfallende Honorare. Im Jahr 2009 fanden vier Sitzungen zwischen dem Prüfungsausschuss und der externen Revisionsstelle statt.

## 9 Informationspolitik

Zusätzlich zum Geschäftsbericht veröffentlicht Petroplus Quartalsberichte.

Petroplus informiert den Markt über kursrelevante Tatsachen gemäss den Anforderungen des Kotierungsreglements der Swiss Exchange an die Ad-hoc-Publizität. Sämtliche Informationen werden über externe elektronische und gedruckte Medien verbreitet. Darüber hinaus haben alle Interessenten die Möglichkeit, direkt von Petroplus, per E-Mail-Verteiler, kostenlose und aktuelle Benachrichtigungen über öffentliche Mitteilungen zu erhalten. All diese Informationen sowie das Anmeldeformular für den E-Mail-Verteiler, allgemeine Informationen zum Konzern, wichtige Termine sowie Veröffentlichungen von Unternehmensinformationen sind auf der Website des Unternehmens auf [www.petroplusholdings.com](http://www.petroplusholdings.com) im Bereich Investoren zu finden.

### **Kontaktdaten**

Petroplus Holdings AG

Investor Relations

Industriestrasse 24

6300 Zug, Schweiz

Tel.: +41 58 580 11 66

Fax: +41 58 580 13 87

E-Mail: [ir@petroplus.biz](mailto:ir@petroplus.biz)

Internet: [www.petroplusholdings.com](http://www.petroplusholdings.com)







## Finanzberichterstattung

### Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG

- 90 | Konsolidierte Gesamtergebnisrechnung  
für das am 31. Dezember 2009 endende Geschäftsjahr
- 91 | Konsolidierte Bilanz  
per 31. Dezember 2009
- 92 | Konsolidierte Geldflussrechnung  
für das am 31. Dezember 2009 endende Geschäftsjahr
- 93 | Veränderungen des konsolidierten Eigenkapitals  
für das am 31. Dezember 2009 endende Geschäftsjahr
- 94 | Anhang zur Konzernrechnung  
für das Geschäftsjahr 2009
- 157 | Bericht der Revisionsstelle

# Konsolidierte Gesamtergebnisrechnung für das am 31. Dezember 2009 endende Geschäftsjahr

(in Millionen USD)	Anhang	2009	2008 <sup>1) 2) 3)</sup>
<b>Fortzuführende Geschäftsbereiche</b>			
Umsatzerlöse	3, 4	14'797,8	24'302,0
Materialkosten	3	(13'592,4)	(23'353,4)
<b>Bruttomarge</b>		<b>1'205,4</b>	<b>948,6</b>
Personalaufwand <sup>3)</sup>	5	(351,1)	(398,0)
Betriebsaufwand	5	(451,2)	(490,5)
Abschreibungen und Amortisationen	12, 13	(282,1)	(230,3)
Übriger Verwaltungsaufwand	5	(55,7)	(72,4)
<b>Betriebsgewinn/(Betriebsverlust)</b>		<b>65,3</b>	<b>(242,6)</b>
Finanzertrag	5	2,6	8,7
Finanzaufwand	5	(167,2)	(149,0)
Währungsumrechnungsgewinne		2,5	12,4
Anteil am Verlust von assoziierten Unternehmen	14	(1,6)	(2,0)
<b>Verlust vor Ertragssteuern</b>		<b>(98,4)</b>	<b>(372,5)</b>
(Ertragssteueraufwand)/Ertragssteuerertrag	6	(10,4)	39,5
<b>Nettoverlust aus fortzuführenden Geschäftsbereichen nach Ertragssteuern</b>		<b>(108,8)</b>	<b>(333,0)</b>
<b>Aufgegebene Geschäftsbereiche</b>			
Verlust aus aufgegebenen Geschäftsbereichen nach Ertragssteuern	7	(141,1)	(183,6)
<b>Nettoverlust</b>		<b>(249,9)</b>	<b>(516,6)</b>
<b>Sonstiges Ergebnis</b>			
Ertragssteuer <sup>4)</sup>	6	12,0	(9,2)
<b>Sonstiges Ergebnis</b>		<b>12,0</b>	<b>(9,2)</b>
<b>Total Gesamtergebnis</b>		<b>(237,9)</b>	<b>(525,8)</b>
<b>Nettoverlust, der den Aktionären der Muttergesellschaft zurechenbar ist für</b>			
fortzuführende Geschäftsbereiche		(108,8)	(333,0)
aufgegebene Geschäftsbereiche		(141,1)	(183,6)
<b>Nettoverlust</b>		<b>(249,9)</b>	<b>(516,6)</b>
<b>Total Gesamtergebnis, das den Aktionären der Muttergesellschaft zurechenbar ist für</b>			
fortzuführende Geschäftsbereiche		(96,8)	(342,2)
aufgegebene Geschäftsbereiche		(141,1)	(183,6)
<b>Total Gesamtergebnis</b>		<b>(237,9)</b>	<b>(525,8)</b>
<b>Ergebnis je Aktie (in USD)<sup>5)</sup></b>			
Ergebnis je Aktie vor Verwässerung	22	(3.20)	(6.94)
Ergebnis je Aktie nach Verwässerung	22	(3.20)	(6.94)
<i>Ergebnis je Aktie berechnet auf Nettoverlust aus fortzuführenden Geschäftsbereichen</i>			
Ergebnis je Aktie vor Verwässerung	22	(1.39)	(4.47)
Ergebnis je Aktie nach Verwässerung	22	(1.39)	(4.47)

<sup>1)</sup> Die Vergleichszahlen für 2008 wurden angepasst, um den Auswirkungen der aufgegebenen Geschäftsbereiche im Zusammenhang mit der Anlage in Teesside und der Verarbeitungsanlage in Antwerpen gerecht zu werden.

<sup>2)</sup> Petroplus erwarb die Raffinerie Petit Couronne und Reichstett am 31. März 2008. Daher enthält das Geschäftsergebnis 2008 nur neun Monate der Geschäftstätigkeit dieser Raffinerien.

<sup>3)</sup> Der Personalaufwand 2008 wurde gemäss IFRS 2 (überarbeitet) *Aktienbasierte Vergütungen – Ausübungsbedingungen und Annullierungen* um USD 21,5 Millionen angepasst. Weitere Einzelheiten finden sich im Anhang 2 «Rechnungslegungsgrundsätze».

<sup>4)</sup> Bezieht sich hauptsächlich auf Ertragssteuern auf Wechselkursschwankungen von Darlehen, die als Nettoinvestitionen klassifiziert wurden.

<sup>5)</sup> Im Zusammenhang mit dem Bezugsrechtsangebot wurde das Ergebnis je Aktie für 2008 rückwirkend angepasst, um der den Aktionären im September 2009 gewährten Bezugsrechtsemission gerecht zu werden. Da die Bezugsrechtsemission mit einem Abschlag (CHF 16.90) gegenüber dem Marktwert (CHF 27.50) angeboten wurde, erfolgte in Übereinstimmung mit IAS 33 *Ergebnis je Aktie* eine Anpassung der gewichteten durchschnittlichen Anzahl der während 2009 und 2008 ausstehenden Aktien. Die Anpassung führte zu einem Anstieg des gewichteten Durchschnitts ausstehender Aktien (unverwässert und verwässert) in den Jahren 2009 und 2008 von rund 8%.

# Konsolidierte Bilanz per 31. Dezember 2009

(in Millionen USD)

	Anhang	2009	2008
<b>Umlaufvermögen</b>			
Flüssige Mittel	9	11,2	209,8
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, netto	11	1'051,4	1'221,3
Übrige Forderungen und aktive Rechnungsabgrenzungen	11	99,8	186,4
Derivative Finanzinstrumente	27	7,7	24,0
Vorräte	10	1'684,5	1'340,3
Übrige finanzielle Vermögenswerte	27	2,4	–
Tatsächliche Ertragssteuerforderungen		8,4	0,9
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	8	88,2	–
<b>Total Umlaufvermögen</b>		<b>2'953,6</b>	<b>2'982,7</b>
<b>Anlagevermögen</b>			
Immaterielle Vermögenswerte	12	99,3	113,4
Sachanlagen	13	3'523,1	3'660,8
Anteile an assoziierten Unternehmen	14	21,2	22,8
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	15	28,6	30,5
Guthaben aus Personalvorsorge	18	9,3	5,7
Übrige finanzielle Vermögenswerte	27	3,2	3,0
Latente Ertragssteueransprüche	6	40,0	96,0
<b>Total Anlagevermögen</b>		<b>3'724,7</b>	<b>3'932,2</b>
<b>Total Aktiven</b>		<b>6'678,3</b>	<b>6'914,9</b>
<b>Kurzfristige Verbindlichkeiten</b>			
Verzinsliche Darlehen und Kredite	16	149,6	249,1
Verpflichtungen aus Finanzierungsleasing	24	2,9	2,7
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	17	1'463,4	1'166,3
Übrige Verbindlichkeiten und passive Rechnungsabgrenzungen	17	822,7	1'152,5
Derivative Finanzinstrumente	27	4,0	49,5
Rückstellungen	19	13,9	2,4
Tatsächliche Ertragssteuerverbindlichkeiten		11,1	19,1
Zur Veräußerung gehaltene Verbindlichkeiten	8	30,6	–
<b>Total kurzfristige Verbindlichkeiten</b>		<b>2'498,2</b>	<b>2'641,6</b>
<b>Langfristige Verbindlichkeiten</b>			
Verzinsliche Darlehen und Kredite	16	1'683,8	1'632,8
Verpflichtungen aus Finanzierungsleasing	24	25,6	27,6
Rückstellungen	19	12,5	16,7
Verpflichtungen aus Personalvorsorge	18	123,0	150,1
Übrige finanzielle Verbindlichkeiten		4,6	5,5
Latente Ertragssteuerverbindlichkeiten	6	342,6	453,0
<b>Total langfristige Verbindlichkeiten</b>		<b>2'192,1</b>	<b>2'285,7</b>
<b>Total Verbindlichkeiten</b>		<b>4'690,3</b>	<b>4'927,3</b>
<b>Eigenkapital</b>			
Aktienkapital	21	555,2	464,0
Agioreserve	21	1'463,4	1'306,3
Umrechnungsdifferenzen		22,1	12,9
Gewinnreserven		(53,0)	204,1
<b>Anteil Eigenkapital der Aktionäre an der Muttergesellschaft</b>		<b>1'987,7</b>	<b>1'987,3</b>
Minderheitsanteile	20	0,3	0,3
<b>Total Eigenkapital</b>		<b>1'988,0</b>	<b>1'987,6</b>
<b>Total Passiven</b>		<b>6'678,3</b>	<b>6'914,9</b>

# Konsolidierte Geldflussrechnung für das am 31. Dezember 2009 endende Geschäftsjahr

(in Millionen USD)

	Anhang	2009	2008 <sup>2),3)</sup>
<b>Geldflüsse aus Geschäftstätigkeit <sup>1)</sup></b>			
Nettoverlust		(249,9)	(516,6)
Anpassung für:			
Abschreibungen, Amortisationen und Wertminderungen	7, 12, 13	426,6	347,5
Amortisation der kapitalisierten Finanzierungskosten/Akkretionsaufwand	5	25,4	14,6
Ertragssteuerertrag		(13,9)	(37,4)
Zinsaufwand inkl. Zinsertrag		115,7	104,4
Aktienbasierte Vergütungen <sup>3)</sup>	5, 23	6,1	25,3
Anteil am Verlust von assoziierten Unternehmen	14	1,6	2,0
Wertminderung von zur Veräußerung verfügbaren finanziellen Vermögenswerten und zugehörigen Darlehen		2,3	–
Wechselkursdifferenzen und übrige Posten		(17,5)	4,6
Nettoverlust aus Veräußerung sonstiger Vermögenswerte		1,1	0,9
Veränderung der Rückstellungen		(9,6)	47,1
<b>Veränderungen im Betriebskapital</b>			
Veränderung der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und der sonstigen Forderungen		255,3	327,1
Veränderung der Vorräte		(378,3)	1'422,0
Veränderung der derivativen Finanzinstrumente		(29,2)	21,7
Veränderung der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen, der übrigen Verbindlichkeiten und der passiven Rechnungsabgrenzungen		(96,2)	(871,8)
<b>Geldflüsse aus Betriebstätigkeit</b>		<b>39,5</b>	<b>891,4</b>
Bezahlte Zinsen		(108,8)	(108,5)
Erhaltene Zinsen		0,6	6,5
Bezahlte Ertragssteuern, inkl. erhaltene Ertragssteuern		(28,4)	(42,2)
<b>Geldflüsse aus Geschäftstätigkeit</b>		<b>(97,1)</b>	<b>747,2</b>
<b>Geldflüsse aus Investitionstätigkeit <sup>1)</sup></b>			
Investitionen in Sachanlagen/immaterielle Vermögenswerte <sup>4)</sup>	12, 13	(295,0)	(283,3)
Beteiligungen an assoziierten Unternehmen/zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	14, 15	–	(31,5)
Unternehmensakquisitionen, ohne erworbene flüssige Mittel	30	9,0	(810,9)
Geldfluss aus Unternehmensveräußerungen früherer Jahre	7	11,7	–
Verkauf von Aktiven, netto veräußerte flüssige Mittel		1,7	6,4
<b>Geldflüsse aus Investitionstätigkeit</b>		<b>(272,6)</b>	<b>(1'119,3)</b>
<b>Geldflüsse aus Finanzierungstätigkeit <sup>1)</sup></b>			
Erlöse aus Kapitalerhöhung	21	284,2	6,4
Erlöse aus Emission von Wandel- und Unternehmensanleihen	16	543,7	500,0
Rückzahlung Wandelanleihe	16	(500,0)	–
Nennwertrückzahlung	21	(38,2)	(67,4)
Erhöhung/(Verminderung) der Kreditfazilitäten	16	(90,3)	94,7
Finanzierungskosten	16, 21	(40,1)	(8,4)
<b>Geldflüsse aus Finanzierungstätigkeit</b>		<b>159,3</b>	<b>525,3</b>
<b>Nettogeldfluss</b>		<b>(210,4)</b>	<b>153,2</b>
Wechselkursdifferenzen		11,8	(5,9)
<b>Veränderung der flüssigen Mittel</b>		<b>(198,6)</b>	<b>147,3</b>
<b>Flüssige Mittel per 1. Januar</b>		<b>209,8</b>	<b>62,5</b>
<b>Flüssige Mittel per 31. Dezember</b>		<b>11,2</b>	<b>209,8</b>

<sup>1)</sup> Die konsolidierte Geldflussrechnung beinhaltet die Geldflüsse aus aufgegebenen Geschäftsbereichen. Informationen zum Geldfluss im Zusammenhang mit aufgegebenen Geschäftsbereichen werden in Anhang 7 «Aufgegebene Geschäftsbereiche» offengelegt.

<sup>2)</sup> Bestimmte Umgliederungen in der vorangegangenen Berichtsperiode wurden vorgenommen, damit die Vergleichbarkeit mit der Darstellung der aktuellen Berichtsperiode gegeben ist.

<sup>3)</sup> Die Finanzwerte für 2008 wurden in Übereinstimmung mit IFRS 2 (überarbeitet) «Aktienbasierte Vergütungen – Ausübungsbedingungen und Annullierungen» um USD 21,5 Millionen angepasst. Weitere Einzelheiten finden sich in Anhang 2 «Rechnungslegungsgrundsätze».

<sup>4)</sup> Ohne liquiditätsunwirksame Abgrenzungen.

## Veränderungen des konsolidierten Eigenkapitals für das am 31. Dezember 2009 endende Geschäftsjahr

	den Aktionären der Muttergesellschaft zurechenbar					Total	Minderheitsanteile	Total Eigenkapital
	Anhang	Aktienkapital	Agioreserve	Umrechnungsdifferenzen	Gewinnreserven			
(in Millionen USD)								
<b>Stand am 1. Januar 2008</b>		<b>517,4</b>	<b>1'255,3</b>	<b>33,1</b>	<b>695,4</b>	<b>2'501,2</b>	<b>0,3</b>	<b>2'501,5</b>
Nettoverlust für den Berichtszeitraum <sup>1)</sup>		-	-	-	(516,6)	<b>(516,6)</b>	-	<b>(516,6)</b>
Sonstiges Ergebnis	6	-	-	(9,2)	-	<b>(9,2)</b>	-	<b>(9,2)</b>
<b>Total Gesamtergebnis</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(9,2)</b>	<b>(516,6)</b>	<b>(525,8)</b>	<b>-</b>	<b>(525,8)</b>
Nennwertrückzahlung	21	(56,4)	-	(11,0)	-	<b>(67,4)</b>	-	<b>(67,4)</b>
Ausgabe von Aktien im Rahmen des Aktienoptionsplans	21	3,0	3,4	-	-	<b>6,4</b>	-	<b>6,4</b>
Eigenkapitalkomponente der Wandelanleihe «WA 2013»	16	-	51,6	-	-	<b>51,6</b>	-	<b>51,6</b>
Zugehörige Ertragssteuern	6	-	(4,0)	-	-	<b>(4,0)</b>	-	<b>(4,0)</b>
Aktienbasierte Vergütungen <sup>1)</sup>	23	-	-	-	25,3	<b>25,3</b>	-	<b>25,3</b>
<b>Stand am 31. Dezember 2008</b>		<b>464,0</b>	<b>1'306,3</b>	<b>12,9</b>	<b>204,1</b>	<b>1'987,3</b>	<b>0,3</b>	<b>1'987,6</b>
Nettoverlust für den Berichtszeitraum		-	-	-	(249,9)	<b>(249,9)</b>	-	<b>(249,9)</b>
Sonstiges Ergebnis	6	-	-	12,0	-	<b>12,0</b>	-	<b>12,0</b>
<b>Total Gesamtergebnis</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12,0</b>	<b>(249,9)</b>	<b>(237,9)</b>	<b>-</b>	<b>(237,9)</b>
Nennwertrückzahlung	21	(34,0)	-	(2,8)	-	<b>(36,8)</b>	-	<b>(36,8)</b>
Kapitalerhöhung	21	125,2	154,6	-	-	<b>279,8</b>	-	<b>279,8</b>
Kosten der Kapitalerhöhung	21	-	-	-	(12,2)	<b>(12,2)</b>	-	<b>(12,2)</b>
Eigenkapitalkomponente der Wandelanleihe «WA 2013» (Auflösung)	16, 21	-	(35,0)	-	-	<b>(35,0)</b>	-	<b>(35,0)</b>
Eigenkapitalkomponente der Wandelanleihe «WA 2015»	16, 21	-	36,4	-	-	<b>36,4</b>	-	<b>36,4</b>
Zugehörige Ertragssteuern	6	-	1,1	-	(1,1)	-	-	-
Aktienbasierte Vergütungen	23	-	-	-	6,1	<b>6,1</b>	-	<b>6,1</b>
<b>Stand am 31. Dezember 2009</b>		<b>555,2</b>	<b>1'463,4</b>	<b>22,1</b>	<b>(53,0)</b>	<b>1'987,7</b>	<b>0,3</b>	<b>1'988,0</b>

<sup>1)</sup> Die Werte 2008 wurden in Übereinstimmung mit IFRS 2 (überarbeitet) «Aktienbasierte Vergütungen – Ausübungsbedingungen und Annullierungen» um USD 21,5 Millionen angepasst. Weitere Einzelheiten finden sich in Anhang 2 «Rechnungslegungsgrundsätze».

# Anhang zur Konzernrechnung für das Geschäftsjahr 2009

## 1 Allgemeine Informationen

### Allgemeines

Die Petroplus Holdings AG mit ihren Tochtergesellschaften (die «Gesellschaft», der «Konzern», «das Unternehmen», «wir», «uns» oder «Petroplus») ist ein börsenkotiertes Unternehmen, das im Hauptsegment der Swiss Exchange Ltd. («SIX») gehandelt wird. Die erstmalige Kotierung der Gesellschaft erfolgte am 30. November 2006. Die Petroplus Holdings AG wurde am 20. Februar 2006 unter dem Namen Argus Atlantic Energy Limited («Argus») in Bermuda gegründet. Am 22. August 2006 beschlossen die Aktionäre von Argus Atlantic Energy Limited ihren eingetragenen Hauptsitz nach Zug, Schweiz, zu verlegen und den Namen der Gesellschaft in Petroplus Holdings AG zu ändern. Die Adresse des eingetragenen Hauptsitzes und die Zustellungsanschrift ist Petroplus Holdings AG, Industriestrasse 24, 6300 Zug, Schweiz.

Petroplus ist europaweit der grösste unabhängige Raffineriebetreiber und Grosshändler von Erdölprodukten. Die Gesellschaft fokussiert ihre Aktivitäten auf die Refination und besitzt und betreibt gegenwärtig sechs europäische Raffinerien: Die Coryton-Raffinerie am Themseufer in Grossbritannien, die BRC-Raffinerie im belgischen Antwerpen, die Petit Couronne-Raffinerie in Petit Couronne, Frankreich, die Ingolstadt-Raffinerie in Ingolstadt, Deutschland, die Reichstett Raffinerie in der Nähe von Strassburg, Frankreich, und die Cressier-Raffinerie im Kanton Neuenburg in der Schweiz. Die sechs Raffinerien verfügen über eine Verarbeitungskapazität von 752'000 Barrel pro Tag («bpd»). Die Gesellschaft ist auch Eigentümerin der Teesside-Anlage in Teesside, England. Die Gesellschaft verkauft ihre raffinierten Mineralölprodukte ohne Markennamen an Vertriebsunternehmen und Endkunden, in erster Linie nach Grossbritannien, Deutschland, Frankreich, in die Schweiz und die Beneluxländer sowie auf dem globalen Spotmarkt.

### Entwicklung der Gesellschaft

#### 2008

Am 1. März 2008 ging die Gesellschaft eine Partnerschaft («PBF») mit Blackstone Group und First Reserve ein, um Akquisitionen von Rohölraffinerien in den Vereinigten Staaten von Amerika, deren Hoheitsgebiete und in Ostkanada zu verfolgen. Weitere Einzelheiten finden sich in Anhang 14 «Anteile an assoziierten Unternehmen».

Am 26. März 2008 gab die Gesellschaft garantierte Wandelanleihen mit einer Laufzeit bis 2013 in Höhe von USD 500 Millionen aus. Weitere Einzelheiten finden sich in Anhang 16 «Verzinsliche Darlehen und Kredite».

Am 31. März 2008 hat die Gesellschaft den Kauf der Raffinerien Petit Couronne und Reichstett in Frankreich abgeschlossen. Weitere Einzelheiten finden sich in Anhang 30 «Akquisitionen».

Infolge dieser Entwicklungen sind die Raffinerien Petit Couronne und Reichstett nur mit dem Ergebnis für neun Monate in die Konzernrechnung für das Geschäftsjahr 2008 eingeflossen.

#### 2009

Im Laufe des Monats September 2009 beendete die Gesellschaft eine Bezugsrechtsemission und ein internationales Zeichnungsangebot, indem sie 17'265'058 neue Namenaktien aus vorhandenem genehmigten Aktienkapital ausgab. Die bestehenden Aktionäre waren berechtigt, jeweils eine Aktie für je vier gehaltene Aktien zum Zeichnungspreis von CHF 16.90 je Aktie zu beziehen. Weitere Einzelheiten finden sich in Anhang 21 «Eigenkapital».

Am 17. September 2009 gab die Gesellschaft Unternehmensanleihen mit einer Laufzeit bis 2019 in Höhe von US-Dollar («USD») 400 Millionen aus. Weitere Einzelheiten finden sich in Anhang 16 «Verzinsliche Darlehen und Kredite».

Am 12. Oktober 2009 kündigte die Gesellschaft den erfolgreichen Ausgang des Zeichnungsangebots zum Rückkauf der 3,375 % Wandelanleihen 2013 in Höhe von USD 500 Millionen mit einer Laufzeit bis 2013 («WA 2013») an. Der letzte Handelstag der Wandelanleihe 2013 an der SIX Swiss Exchange war der 13. Oktober 2009. Weitere Einzelheiten finden sich in Anhang 16 «Verzinsliche Darlehen und Kredite».

Am 16. Oktober 2009 gab die Gesellschaft garantierte erst-rangige Wandelanleihen in Höhe von USD 150 Millionen mit einer Laufzeit bis 2015 aus («WA 2015»). Weitere Einzelheiten finden sich in Anhang 16 «Verzinsliche Darlehen und Kredite».

Am 16. Oktober 2009 schloss die Gesellschaft erfolgreich eine neue Betriebskreditfazilität («Neue RCF») mit einer Laufzeit von drei Jahren in Höhe von USD 1,05 Milliarden ab. Auf der Basis einer vorherigen Bewilligung ohne spezifische Zusage, welche primär mit einem gestiegenen Bedürfnis nach Betriebskapital oder zukünftigen Akquisitionen verbunden ist, beinhaltet die Neue RCF die Option, den gebundenen Kreditrahmen auf bis zu USD 2,0 Milliarden zu erhöhen. Die Neue RCF läuft am 16. Oktober 2012 aus. Weitere Einzelheiten finden sich in Anhang 16 «Verzinsliche Darlehen und Kredite».

Im Oktober 2009 schloss die Gesellschaft eine rechtskräftige Vereinbarung zum Verkauf der Petroplus Refining Antwerp N.V. und der Petroplus Refining Antwerp Bitumen N.V. (die «Verar-

beitungsanlage Antwerpen») an die Eurotank Belgium B.V. ab. Hierbei handelt es sich um eine hundertprozentige Tochtergesellschaft der Vitol Tank Terminals International B.V., Mitglied der Vitol Unternehmensgruppe. Die Transaktion wurde im Januar 2010 abgeschlossen. Weitere Einzelheiten finden sich in Anhang 7 «Aufgegebene Geschäftsbereiche», Anhang 8 «Zur Veräusserung gehaltene Nettovermögenswerte» und Anhang 32 «Ereignisse nach dem Bilanzstichtag».

Im November 2009 wurde der Betrieb der Raffinerie Teesside eingestellt und der Umwandlungsprozess des Standorts in eine Vertriebs- und Lagerstätte hat begonnen. Weitere Einzelheiten finden sich in Anhang 7 «Aufgegebene Geschäftsbereiche».

## 2 Rechnungslegungsgrundsätze

### Grundlagen der Erstellung der Konzernrechnung

#### Erklärung hinsichtlich Einhaltung der Vorschriften der IFRS

Die Konzernrechnung von Petroplus wurde in Übereinstimmung mit den International Financial Reporting Standards («IFRS»), in der vom International Accounting Standards Board («IASB») veröffentlichten Fassung, erstellt und entspricht dem schweizerischen Gesetz.

Sofern nichts anderes angegeben ist, wurden alle in dieser Konzernrechnung und im Anhang enthaltenen Beträge in USD ausgewiesen und auf die nächsten Hunderttausend USD gerundet.

#### Bewertungsgrundlage

Die Konzernrechnung wurde auf der Grundlage der historischen Anschaffungs- oder Herstellungskosten erstellt. Ausgenommen davon sind die folgenden Bilanzpositionen, die zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden:

- zur Veräusserung verfügbare finanzielle Vermögenswerte
- derivative Finanzinstrumente und
- zur Veräusserung gehaltene Vermögenswerte/Verbindlichkeiten

Die angewandten Methoden für die Berechnung der beizulegenden Zeitwerte werden weiter unten erläutert.

### Zusammenfassung der wesentlichen Rechnungslegungsgrundsätze

#### Konsolidierungskreis

Bei dieser Jahresrechnung handelt es sich um die Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG mit ihren Tochtergesellschaften. Tochtergesellschaften sind jene Unternehmen, die von der Petroplus Holdings AG direkt oder indirekt kontrolliert werden (im Allgemeinen mehr als 50 % der Stimmrechte oder der potenziellen Stimmrechte des entsprechenden Aktienkapitals des Unternehmens). Kontrolle ist die Möglichkeit, die Finanz- und Geschäftspolitik eines Unternehmens zu bestimmen, um aus dessen Geschäftstätigkeit Nutzen zu ziehen. Zweckgesellschaften werden, unabhängig von ihrer rechtlichen Struktur, in jenen Fällen konsolidiert, in denen die Gesellschaft die Möglichkeit hat, die Finanz- und Geschäftspolitik eines Unternehmens zu bestimmen, um aus dessen Geschäftstätigkeit Nutzen zu ziehen.

Anteile an assoziierten Unternehmen (bei denen Petroplus im Allgemeinen 20 % bis 50 % der Stimmrechte hält oder anderweitig massgeblichen Einfluss ausübt) und Joint Ventures werden, wie im Abschnitt «Anteile an assoziierten Unternehmen» beschrieben, nach der Equity-Methode bilanziert.

Andere Beteiligungen, bei denen die Gesellschaft weniger als 20 % hält und keinen massgeblichen Einfluss ausübt, werden zu ihrem beizulegenden Zeitwert bewertet und als zur Veräusserung verfügbare finanzielle Vermögenswerte klassifiziert.

Während des Geschäftsjahres erworbene oder veräusserte Unternehmen werden ab dem Erwerbszeitpunkt oder bis zum Tag der Veräusserung in der Konzernrechnung erfasst. Konzerninterne Transaktionen, Salden und nicht realisierte Gewinne zwischen den Gruppengesellschaften werden vollständig eliminiert.

Für alle Tochtergesellschaften gilt der 31. Dezember als Bilanzstichtag für ihre jeweiligen Jahresabschlüsse.

#### Unternehmenszusammenschlüsse

Der Erwerb von Tochtergesellschaften und Geschäften wird nach der Erwerbsmethode bilanziert. Die Kosten eines Unternehmenszusammenschlusses werden ermittelt als Summe aus den (zum Tauschzeitpunkt gültigen) beizulegenden Zeitwerten der entrichteten Vermögenswerte, der eingegangenen oder übernommenen Verbindlichkeiten und der vom Erwerber emittierten Eigenkapitalinstrumente im Austausch gegen die Beherrschung des erworbenen Unternehmens, zuzüglich aller

dem Unternehmenszusammenschluss direkt zurechenbaren Kosten. Die identifizierbaren Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Eventualverbindlichkeiten, welche die Erfassungskriterien im Rahmen von IFRS 3 *Unternehmenszusammenschlüsse* erfüllen, werden am Erwerbszeitpunkt zu ihren beizulegenden Zeitwerten verbucht, mit Ausnahme von langfristigen Vermögenswerten (oder Veräußerungsgruppen), die in Übereinstimmung mit IFRS 5 *Zur Veräußerung gehaltene langfristige Vermögenswerte und aufgegebene Geschäftsbereiche* als zur Veräußerung gehalten klassifiziert werden, und die zum beizulegenden Zeitwert abzüglich der Veräußerungskosten anzusetzen sind.

Der durch Akquisitionen entstehende Goodwill wird als Vermögenswert bilanziert und erstmalig zu seinen Anschaffungskosten bewertet. Dieser setzt sich aus dem Überschuss der Anschaffungskosten des Unternehmenszusammenschlusses und dem anteiligen, zum beizulegenden Zeitwert identifizierbaren Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Eventualverbindlichkeiten der erworbenen Gesellschaft zusammen. Wenn nach einer Neubeurteilung der beizulegende Zeitwert der übernommenen Nettoaktiven der identifizierbaren Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Eventualverbindlichkeiten über den Anschaffungskosten des Unternehmenszusammenschlusses liegt, wird der Überschuss unverzüglich in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung erfasst.

Die Anteile von Minderheitsaktionären am erworbenen Unternehmen werden erstmalig zum Minderheitsanteil des beizulegenden Zeitwerts der Vermögenswerte und Schulden bewertet.

### Funktionalwährung

Petroplus Holdings AG und ihre Tochtergesellschaften haben den USD als Funktionalwährung festgelegt, da der Grossteil der Umsatzerlöse der Gesellschaft aus dem Verkauf von Raffinerieprodukten stammt, deren Preise massgeblich vom USD beeinflusst werden. Ausserdem stammen die Auslagen der Gesellschaft vornehmlich aus dem Kauf von Rohöl, dessen Preise weltweit in USD gehandelt werden.

Transaktionen in Fremdwährungen werden erstmalig zu ihrem jeweiligen Tageskurs verbucht. Sämtliche Fremdwährungsergebnisse, die im Zusammenhang mit unseren täglichen Raffinerie- und Vertriebsaktivitäten und den damit verbundenen Hedging-Aktivitäten stehen, werden in den Materialkosten ausgewiesen; alle Ergebnisse resultierend aus Betriebs-, Personal- und anderen Verwaltungskosten, die in lokalen Währungen anfallen, werden in der entsprechenden Einzelposition der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung erfasst.

Monetäre Vermögenswerte und Verbindlichkeiten, die auf eine Währung lauten, die von der Funktionalwährung der Gesellschaft abweichen, werden zu den Wechselkursen per Jahresende umgerechnet. Alle Differenzen werden in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung erfasst. Nicht monetäre Posten, die zu historischen Anschaffungskosten in einer Fremdwährung bewertet sind, werden mit dem Wechselkurs am Tag des Geschäftsvorfalles umgerechnet. Nicht monetäre Positionen, die auf der Grundlage des beizulegenden Zeitwerts in einer Fremdwährung bewertet werden, werden zum Tageskurs umgerechnet, an dem der beizulegende Zeitwert festgelegt wurde.

Die Gesellschaft weist ausstehende konzerninterne Darlehen in USD aus, die als Nettoinvestitionen klassifiziert wurden. Bis zum 31. Dezember 2007, bevor die Gesellschaft ihre Funktionalwährung von verschiedenen Lokalwährungen auf den USD geändert hat, haben bestimmte Tochtergesellschaften, deren Funktionalwährung nicht der USD war, ihre Gewinne bzw. Verluste aus der Neubewertung dieser Darlehen direkt unter «Sonstiges Ergebnis» verbucht. Wechselkursdifferenzen, die sich aus der Umrechnung dieser Nettoinvestitionen ergeben und zuvor im sonstigen Ergebnis verbucht wurden, werden erst bei der Rückzahlung dieser Darlehen in der Ergebnisrechnung erfasst.



Für die Umrechnung aus Fremdwährungen in USD wurden die folgenden Wechselkurse angewendet:

	2009	2008
<i>Angewandte Durchschnittskurse für die konsolidierte Gesamtergebnisrechnung</i>		
1 EUR	1.40	1.47
1 CHF	0.92	0.92
1 GBP	1.56	1.85
1 CZK	0.05	0.06
<i>Angewandte Kurse am Jahresende für die konsolidierte Bilanz</i>		
1 EUR	1.44	1.39
1 CHF	0.97	0.94
1 GBP	1.62	1.46
1 CZK	0.05	0.05

### Flüssige Mittel

Flüssige Mittel umfassen Kassenbestände, Guthaben bei Banken und ähnlichen Instituten sowie kurzfristige hochliquide Anlagen mit geringem Risiko, die schnell in bestimmte Geldbeträge umgewandelt werden können und eine Laufzeit von bis zu drei Monaten aufweisen.

Die in der konsolidierten Geldflussrechnung aufgeführten flüssigen Mittel entsprechen den oben definierten Barmitteln und kurzfristigen Festgeldanlagen.

### Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, netto

Die ausgewiesenen Werte entsprechen den in Rechnung gestellten Beträgen, abzüglich Anpassungen für zweifelhafte Forderungen. Rückstellungen für zweifelhafte Forderungen werden auf der Grundlage der Differenz zwischen dem Forderungswert und dem erwarteten Nettowert ermittelt. Die Höhe des entsprechenden geschätzten Verlustes wird in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung in der Bruttomarge ausgewiesen.

### Derivative Finanzinstrumente

Die Gesellschaft verwendet derivative Finanzinstrumente wie Rohstoffderivative und Devisenterminkontrakte, um einen Teil des Risikos im Zusammenhang mit Rohstoffpreisen und Währungsschwankungen zu kontrollieren. Solche derivativen Finanzinstrumente werden erstmalig bei Abschluss eines Derivatvertrags zum beizulegenden Zeitwert bewertet und in der Folge zum beizulegenden Zeitwert neu bewertet. Derivative werden als Vermögenswerte angesetzt, wenn der beizulegende Zeitwert positiv ist, und als Verbindlichkeiten, wenn er negativ ist. Der beizulegende Zeitwert der derivativen Finanz-

instrumente wird entweder aus Marktnotierungen oder auf der Grundlage von kürzlichen Transaktionen zu marktüblichen Bedingungen abgeleitet.

### Rohstoffinstrumente

Rohstoffinstrumente werden von der Gesellschaft verwendet, um Schwankungen der Rohstoffpreise bei einem Teil ihrer Vorräte und bei bestimmten Kaufverträgen abzusichern. Dafür verwendet die Gesellschaft in erster Linie Termingeschäfte, Terminkontrakte und Swaps. Die Rohstoffinstrumente werden entweder auf der Grundlage ihres Marktwerts bewertet oder auf der Grundlage von Notierungen unabhängiger Broker. Gewinne und Verluste aus Rohstoffinstrumenten werden in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung im Posten «Materialkosten» erfasst.

### Hedge Accounting (Bilanzierung von Sicherungsgeschäften)

Die Gesellschaft hat sich in Übereinstimmung mit IAS 39 *Finanzinstrumente: Ansatz und Bewertung* und IFRS 7 *Finanzinstrumente: Angaben*, bei bestimmten Transaktionen zur Anwendung von Hedge Accounting entschieden. Die Gesellschaft wendet Hedge Accounting für bestimmte Transaktionen entsprechend den von der deutschen Regierung zur Lagerhaltung von Pflichtbeständen auferlegten Erfordernissen sowie auf Festpreisverträge zum Verkauf von Bitumen in Grossbritannien an. An dem Tag, an dem ein Derivatkontrakt abgeschlossen wird, legt die Gesellschaft bestimmte Derivative als Absicherung für ein bestimmtes Risiko im Zusammenhang mit einem ausgewiesenen Vermögenswert oder einer ausgewiesenen Verbindlichkeit fest (Fair Value Hedge). Gemäss IAS 39 werden Änderungen des beizulegenden Zeitwerts von Derivativen, die als Fair Value Hedges klassifiziert werden und die Be-

dingungen dafür erfüllen sowie hoch effektiv sind, in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung unter dem Einzelposten «Materialkosten» ausgewiesen; und zwar zusammen mit den Änderungen des beizulegenden Zeitwerts des abgesicherten Vermögenswertes oder der abgesicherten Verbindlichkeit, der bzw. die dem abgesicherten Risiko zurechenbar sind.

Beim Abschluss der Transaktion dokumentiert die Gesellschaft sowohl die Beziehung zwischen den Sicherungsinstrumenten und den abgesicherten Positionen als auch das Risikomanagementziel und die Risikomanagementstrategie für verschiedene Absicherungstransaktionen. Dieses Verfahren beinhaltet auch die Zuordnung aller als Absicherungsinstrumente festgelegten Derivate zu bestimmten Vermögenswerten und Verbindlichkeiten. Die Gesellschaft dokumentiert auch ihre Bewertung darüber, sowohl zu Beginn des Absicherungsgeschäfts und fortlaufend zum Ende eines jeden Monats, ob die in Absicherungstransaktionen verwendeten Derivate für den Ausgleich von Änderungen des beizulegenden Zeitwertes der abgesicherten Posten in hohem Masse effektiv sind.

#### *Währungskontrakte*

Die Gesellschaft setzt zur Absicherung des Fremdwährungsrisikos bei Verkäufen, Vermögenswerten und Verbindlichkeiten in anderen Währungen als dem USD Spot- und Devisenterminkontrakte ein.

Der beizulegende Zeitwert von Devisenterminkontrakten wird unter Bezugnahme auf Devisenterminkurse für Kontrakte mit ähnlichen Fälligkeitsprofilen berechnet.

Abgesehen von den oben beschriebenen Hedging-Transaktionen hat die Gesellschaft derzeit keine ihrer derivativen Finanzinstrumente als effektive Hedges im Einklang mit IAS 39 *Finanzinstrumente: Ansatz und Bewertung* und IFRS 7 *Finanzinstrumente: Angaben* qualifiziert. Alle von der Gesellschaft abgeschlossenen Derivate werden als «zu Handelszwecken gehaltene Derivate» klassifiziert. Deshalb werden die Gewinne und Verluste aller derivativen Finanzinstrumente direkt der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung zugewiesen.

#### **Vorräte**

Vorräte werden zum niedrigeren Betrag von Anschaffungs- oder Herstellungskosten und Nettoveräußerungswert bewertet. Die Kosten werden unter Verwendung der FIFO-Methode (first-in first-out) festgelegt und wie folgt verbucht:

Rohmaterial (Rohöl und andere Rohstoffe)

– Anschaffungskosten auf FIFO-Basis einschliesslich Fracht

Fertigerzeugnisse und Zwischenprodukte

– Kosten für Fertigungsmaterial und Arbeit und ein Anteil an den Fertigungsgemeinkosten, basierend auf normalem Geschäftsgang, jedoch ohne Fremdkapitalkosten.

Bei der Ermittlung der Rohmaterialkosten werden die relevanten Kosten des Kaufvertrages sowie die zurechenbaren Frachtkosten berücksichtigt. Die Kosten der verarbeiteten Produkte werden berechnet, indem die entsprechenden Kosten für Rohöl und Rohmaterial basierend auf dem in der Raffinerie verarbeiteten Rohöl und Rohmaterial im letzten Monat des Berichtszeitraums ermittelt werden. Zu den weiter zu berücksichtigenden Faktoren zählen der Aufwand und Ertrag der Raffinerie und die durchschnittlichen Produktpreise, um die Zuordnung der Rohmaterialkosten sowie die entsprechenden variablen und fixen Gemeinkosten für den Produktionsmonat zu steuern. Wenn der Nettoverkaufswert (Net Realizable Value - «NRV») des Vorratsvermögens niedriger ist als die ermittelten Kosten, erfolgt eine Neubewertung der Vorräte zum NRV. Beim NRV handelt es sich um den geschätzten Verkaufspreis im gewöhnlichen Geschäftsverkehr abzüglich der geschätzten Kosten, die zur Durchführung des Verkaufs erforderlich sind.

#### **Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte und Verbindlichkeiten**

Aus Vermögenswerten und Verbindlichkeiten bestehende Veräußerungsgruppen (oder Anlagevermögen) von denen erwartet wird, dass sie eher durch Veräußerung als durch fortgesetzte Nutzung realisiert werden, werden als zur Veräußerung gehalten klassifiziert. Unmittelbar vor der Klassifizierung «als zur Veräußerung gehalten» werden die Komponenten der Veräußerungsgruppe (oder Anlagevermögen) in Übereinstimmung mit den Rechnungslegungsgrundsätzen der Gesellschaft neu bewertet. Danach werden die Vermögenswerte oder die Veräußerungsgruppe mit dem niedrigeren Wert aus ihrem Buchwert und beizulegenden Zeitwert abzüglich Verkaufskosten bewertet. Jede Wertberichtigung auf einer Veräußerungsgruppe wird zuerst dem Goodwill zugewiesen, und dann auf Pro-rata-Basis den verbleibenden Vermögenswerten und Verbindlichkeiten. Den Vorräten, den finanziellen Vermögenswerten oder den latenten Ertragssteueransprüchen wird kein Verlust zugewiesen. Sie werden weiterhin in Übereinstimmung mit den Rechnungslegungsgrundsätzen der Gesellschaft bewertet. Wertminderungen auf erstmaliger Klassifizierung «als zur Veräußerung gehalten» und daraus folgende Neubewertungsgewinne oder -verluste werden ergebniswirksam erfasst. Gewinne werden nur bis zur Höhe des kumulierten Wertminderungsaufwands erfasst.

### Immaterielle Vermögenswerte

Von der Gesellschaft erworbene immaterielle Vermögenswerte einschliesslich Software werden zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten bewertet, abzüglich kumulierter Amortisation und etwaiger Wertminderungen. Wenn der Erwerb im Rahmen eines Unternehmenszusammenschlusses erfolgt, wird der immaterielle Vermögenswert zum beizulegenden Zeitwert im Erwerbszeitpunkt erfasst.

Nachfolgende Aufwendungen für immaterielle Vermögenswerte werden nur aktiviert, wenn dadurch der zukünftige wirtschaftliche Nutzen des betreffenden Vermögenswertes gesteigert wird. Alle anderen Aufwendungen werden der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung belastet.

Amortisationen erfolgen auf linearer Basis über die geschätzte Nutzungsdauer der immateriellen Vermögenswerte und werden in der Gesamtergebnisrechnung ausgewiesen, und zwar ab dem Zeitpunkt, wenn die Vermögenswerte zur Nutzung zur Verfügung stehen. Die folgende Tabelle zeigt eine Übersicht der geschätzten Nutzungsdauer der einzelnen Vermögenswerte:

#### Amortisationsperioden

Software	3–5 Jahre
Pacht	41 Jahre
Übrige immaterielle Vermögenswerte	5–20 Jahre
Immaterielle Vermögenswerte in Errichtung	keine Abschreibung

### Sachanlagen

Sachanlagen werden zu Anschaffungskosten abzüglich der kumulierten Abschreibungen und Wertminderungen bilanziert. Zu den Kosten zählen Kosten für den Ersatz eines Teils der Betriebseinrichtung und Ausstattung, sofern die Aktivierungskriterien erfüllt sind. Die Abschreibung wird linear über die geschätzte Nutzungsdauer der Vermögenswerte berechnet. Die Nutzungsdauern der einzelnen Vermögenswerte werden wie folgt geschätzt:

#### Abschreibungsperioden

Grundstücke	keine Abschreibung
Gebäude	30–40 Jahre
Maschinen und Betriebseinrichtung	2–40 Jahre
Übrige Sachanlagen	3–25 Jahre
Anlagen im Bau	keine Abschreibung

Der Buchwert von Sachanlagen wird auf Werthaltigkeit geprüft, wenn Ereignisse oder Änderungen der Umstände darauf hinweisen, dass der Buchwert möglicherweise nicht mehr erzielt werden kann.

Wenn Teile einer Position der Sachanlagen eine abweichende Nutzungsdauer aufweisen, werden sie als separate Positionen ausgewiesen. Routinemässige Instandhaltungskosten werden der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung belastet.

Sachanlagen werden bei Veräusserung – oder wenn aus ihrer Verwendung kein zukünftiger wirtschaftlicher Nutzen erwartet wird – ausgebucht. Aus der Ausbuchung von Vermögenswerten resultierende Gewinne oder Verluste (berechnet als Differenz zwischen dem Nettoveräusserungserlös und dem Buchwert des Vermögenswertes) werden in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung unter «Übriger Ertrag» in dem Jahr berücksichtigt, in dem der Vermögenswert ausgebucht wird. Restwerte und die Nutzungsdauer von Vermögenswerten werden zum Ende jedes Geschäftsjahres überprüft und gegebenenfalls angepasst.

### Aktiviere Kosten für Generalüberholungen

Eine Generalüberholung ist ein regelmässig erforderliches Standardverfahren für den Unterhalt einer Raffinerie, das die Betriebsunterbrechung und Inspektion von grossen Verarbeitungsanlagen erfordert und die etwa alle zwei bis fünf Jahre durchgeführt wird. Kosten für turnusmässige Generalüberholungen umfassen direkt zurechenbare und vertragliche Personalkosten sowie Materialkosten für die Instandsetzung, Inspektion und den Austausch wichtiger Komponenten der Verarbeitungs- und Supportanlagen, die während der Generalüberholung anfallen. Die Kosten für Generalüberholungen, die in der Bilanz der Gesellschaft unter Sachanlagen enthalten sind, werden beginnend im Monat nach der Fertigstellung linear während des Zeitraums bis zur nächsten geplanten Generalüberholung abgeschrieben. Die Abschreibung der Kosten für Generalüberholungen wird unter dem Posten «Abschreibungen und Amortisationen» in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung ausgewiesen.

### Anteile an assoziierten Unternehmen

Die Anteile an assoziierten Unternehmen der Gesellschaft werden gemäss der Equity-Methode bilanziert. Ein assoziiertes Unternehmen ist ein Unternehmen, auf das die Gesellschaft massgeblichen Einfluss hat, aber keine Tochtergesellschaft ist.

Im Rahmen der Equity-Methode wird ein Anteil an einem assoziierten Unternehmen in der Bilanz zu Anschaffungskosten angesetzt und in der Folge um Veränderungen des Anteils der Gesellschaft am Reinvermögen des assoziierten Unternehmens nach dem Erwerbszeitpunkt sowie Verluste durch Wertverminderungen von einzelnen Anteilen angepasst. Nach Anwendung der Equity-Methode bestimmt die Gesellschaft, ob es notwendig ist, im Rahmen der Nettoinvestition am assoziierten Unternehmen einen weiteren Wertminderungsaufwand auszuweisen. In der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung wird der Anteil des Betriebsergebnisses des assoziierten Unternehmens ausgewiesen. Wird im Eigenkapital des assoziierten Unternehmens direkt eine Veränderung ausgewiesen, weist die Gesellschaft ihren Anteil an diesen Veränderungen aus und berücksichtigt diese oder grössere Transaktionen – falls anwendbar – in der Darstellung der Veränderungen des konsolidierten Eigenkapitals.

Die Berichtszeitpunkte der assoziierten Unternehmen liegen innerhalb drei Monate des Berichtszeitpunkts der Gesellschaft.

### **Finanzielle Vermögenswerte**

Finanzielle Vermögenswerte gemäss IAS 39 *Finanzinstrumente: Ansatz und Bewertung*, werden, soweit anwendbar, als finanzielle Vermögenswerte, die erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden, als Kredite und Forderungen, als bis zur Endfälligkeit gehaltene Finanzinvestitionen oder als zur Veräusserung verfügbare finanzielle Vermögenswerte klassifiziert. Bei der erstmaligen Erfassung werden die finanziellen Vermögenswerte zu ihrem beizulegenden Zeitwert bewertet; im Falle eines finanziellen Vermögenswertes, der nicht erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet wird, unter Einschluss von Transaktionskosten, die direkt dem Erwerb oder der Emission zuzurechnen sind. Die Gesellschaft bestimmt die Klassifizierung der finanziellen Vermögenswerte beim erstmaligen Ansatz und bewertet diese Zuteilung, wo angezeigt, zum Ende jedes Geschäftsjahres.

Alle marktüblichen Käufe und Verkäufe von finanziellen Vermögenswerten werden am Tag des Geschäftsvorfalles erfasst, der Tag an dem die Gesellschaft sich zum Kauf des Vermögenswertes verpflichtet. Unter marktüblichen Käufen und Verkäufen versteht man Käufe oder Verkäufe von finanziellen Vermögenswerten, die die Lieferung dieser Vermögenswerte innerhalb eines Zeitraums vorsehen, der üblicherweise durch Vorschriften oder Konventionen des jeweiligen Marktplatzes festgelegt wird.

### *Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte*

Zu Handelszwecken gehaltene finanzielle Vermögenswerte sind in der Kategorie der finanziellen Vermögenswerte, die erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden, enthalten. Finanzielle Vermögenswerte werden als zu Handelszwecken gehalten eingestuft, wenn sie mit der Absicht erworben wurden, sie kurzfristig zu verkaufen. Derivative werden als zu Handelszwecken gehalten eingestuft, mit Ausnahme von als Absicherungsinstrumente bestimmte Derivative, die als solche effektiv sind. Gewinne und Verluste aus Finanzinvestitionen, die zu Handelszwecken gehalten werden, werden in der Gesamtergebnisrechnung erfasst.

### *Darlehen und Forderungen*

Darlehen und Forderungen sind nicht derivative finanzielle Vermögenswerte mit festen oder bestimmbareren Zahlungen, die nicht in einem aktiven Markt notiert sind. Solche finanzielle Vermögenswerte werden unter Anwendung der Effektivzinsmethode zu fortgeführten Anschaffungskosten bilanziert. Gewinne oder Verluste werden im Periodenergebnis erfasst, wenn die Darlehen und Forderungen ausgebucht oder wertgemindert sind sowie im Rahmen von Amortisationen.

### *Zur Veräusserung verfügbare finanzielle Vermögenswerte*

Zur Veräusserung verfügbare finanzielle Vermögenswerte sind nicht derivative finanzielle Vermögenswerte, die als «zur Veräusserung verfügbar» klassifiziert sind oder keiner der zwei vorstehenden Kategorien angehören. Nach der erstmaligen Erfassung werden zur Veräusserung verfügbare finanzielle Vermögenswerte zum beizulegenden Zeitwert bewertet. Gewinne oder Verluste werden ergebnisneutral im sonstigen Ergebnis erfasst, bis die Investition ausgebucht ist oder als wertgemindert bezeichnet wird. Zu diesem Zeitpunkt wird der zuvor als ergebnisneutral im sonstigen Ergebnis erfasste kumulierte Gewinn oder Verlust aus dem Eigenkapital ausgebucht und erfolgswirksam erfasst.

Der beizulegende Zeitwert von Anlagen, die an Finanzmärkten aktiv gehandelt werden, wird unter Bezugnahme auf notierte Marktangebotspreise zum Geschäftsjahresende am Bilanzstichtag festgelegt. Falls für Anlagen kein aktiver Markt besteht, wird der beizulegende Zeitwert mittels Bewertungstechniken bestimmt. Zu diesen Verfahren gehören der Rückgriff auf kürzlich durchgeführte vergleichbare Transaktionen zu Marktbedingungen, der Vergleich mit dem aktuellen beizulegenden Zeitwert eines anderen, im Wesentlichen identischen Finanzinstruments, DCF-Verfahren sowie Optionspreismodelle.

Weitere zur Veräusserung verfügbare finanzielle Vermögenswerte wie Finanzinvestitionen, über welche die Gesellschaft keinen massgeblichen Einfluss ausübt und deren beizulegender Zeitwert nicht zuverlässig festgelegt werden kann, werden zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten angesetzt abzüglich einer Rückstellung für anhaltenden Wertrückgang. Dividenden werden erfasst, sobald sie beschlossen wurden.

#### *Wertminderung von finanziellen Vermögenswerten*

Ein finanzieller Vermögenswert wird als wertgemindert angesehen, wenn ein objektiver Hinweis darauf hindeutet, dass sich Ereignisse negativ auf die geschätzten zukünftigen Geldflüsse dieses Vermögenswertes ausgewirkt haben. Die Wertminderung eines finanziellen Vermögenswertes, der zu fortgeführten Anschaffungskosten bilanziert wird, wird berechnet als Differenz zwischen seinem Buchwert und dem Barwert der geschätzten künftigen Geldflüsse, diskontiert mit dem ursprünglichen effektiven Zinssatz. Die Berechnung der Wertminderung eines zur Veräusserung verfügbaren finanziellen Vermögenswertes erfolgt unter Bezugnahme auf seinen aktuellen beizulegenden Zeitwert. Bedeutende finanzielle Vermögenswerte werden individuell auf ihre Werthaltigkeit überprüft. Die verbleibenden finanziellen Vermögenswerte werden in Gruppen beurteilt, die ähnliche Risikoeigenschaften aufweisen.

Bei Forderungen aus Lieferungen und Leistungen wird eine Rückstellung für Wertminderungen vorgenommen, wenn ein objektiver Hinweis (beispielsweise die hohe Konkurswahrscheinlichkeit oder erhebliche finanzielle Schwierigkeiten des Schuldners) vorliegt, dass die Gesellschaft nicht in der Lage sein wird, alle ausstehenden Beträge im Rahmen der ursprünglichen Bestimmungen der Rechnung einzubringen. Der Buchwert der Forderung wird über eine Wertberichtigung für zweifelhafte Forderungen reduziert. Wertgeminderte Forderungen werden ausgebucht, wenn sie als uneinbringlich beurteilt werden.

Alle Wertminderungen werden ergebniswirksam erfasst. Sämtliche zuvor im sonstigen Ergebnis erfassten, kumulierten Gewinne in Bezug auf einen zur Veräusserung verfügbaren finanziellen Vermögenswert werden in die Gesamtergebnisrechnung übertragen. Verringert sich die Höhe der Wertberichtigung in einer der folgenden Berichtsperioden und kann diese Verringerung objektiv auf einen nach der Erfassung der Wertminderung aufgetretenen Sachverhalt zurückgeführt werden, ist die früher erfasste Wertberichtigung erfolgswirksam rückgängig zu machen. Dabei wird jedoch auf keinen höheren Wert zugeschrieben als den, der sich als fortgeführte Anschaffungskosten ergeben hätte, wäre keine Wertminderung erfolgt.

Bei finanziellen Vermögenswerten, die zur Veräusserung verfügbar sind und bei denen es sich um Eigenkapitalinstrumente handelt, wird die Wertaufholung direkt im sonstigen Ergebnis erfasst.

#### **Aufgegebene Geschäftsbereiche**

Ein aufgegebener Geschäftsbereich ist ein Unternehmensbestandteil der Gesellschaft, der einen gesonderten, wesentlichen Geschäftszweig oder geografischen Geschäftsbereich darstellt, der veräussert wurde oder als zur Veräusserung gehalten wird oder ein Tochterunternehmen darstellt, das ausschliesslich mit der Absicht einer Veräusserung erworben wurde. Die Klassifikation als aufgegebener Geschäftsbereich erfolgt, wenn der Geschäftsbereich die Kriterien erfüllt, als zur Veräusserung gehalten klassifiziert zu werden, oder bei Veräusserung. Wenn ein Geschäftsbereich als aufgegebener Geschäftsbereich klassifiziert wird, wird die vergleichbare Gesamtergebnisrechnung angepasst, wie wenn der Geschäftsbereich zu Beginn des Vergleichszeitraums aufgegeben worden wäre.

#### **Wertminderung von nicht finanziellen Vermögenswerten**

Die Gesellschaft prüft an jedem Berichtsstichtag, ob irgendein Anhaltspunkt vorliegt, dass ein Vermögenswert wertgemindert sein könnte. Sind solche Anhaltspunkte gegeben oder ist eine jährliche Überprüfung der Werthaltigkeit für einen Vermögenswert erforderlich, schätzt die Gesellschaft den für diesen Vermögenswert erzielbaren Betrag. Dieser ist der höhere der beiden Beträge aus dem beizulegenden Zeitwert eines Vermögenswertes oder der Zahlungsmittel generierenden Einheit («Cash-Generating Unit», CGU) abzüglich Verkaufskosten und dem Nutzungswert. Der erzielbare Betrag wird für einen einzelnen Vermögenswert festgelegt, es sei denn, der Vermögenswert generiere keine Mittelzuflüsse, die weitestgehend unabhängig von denen anderer Vermögenswerte oder anderen Gruppen von Vermögenswerten sind. Übersteigt der Buchwert eines Vermögenswertes seinen erzielbaren Betrag, wird der Vermögenswert als wertgemindert eingestuft und auf seinen realisierbaren Betrag abgeschrieben. Bei der Bestimmung des Nutzungswerts werden die geschätzten zukünftigen Geldflüsse zu ihrem Barwert diskontiert. Dabei wird ein Diskontierungssatz vor Steuern angewandt, der den gegenwärtigen Marktbewertungen des Geldzeitwertes und den für den Vermögenswert spezifischen Risiken Rechnung trägt. Wertminderungen aus fortzuführenden Geschäftsbereichen werden in der Gesamtergebnisrechnung unter «Abschreibungen und Amortisationen» ausgewiesen.

## Finanzielle Verbindlichkeiten

### *Verzinsliche Darlehen und Kredite*

Sämtliche Darlehen und Kredite werden erstmalig zum beizulegenden Zeitwert des erhaltenen Betrages abzüglich direkt zurechenbare Transaktionskosten erfasst.

Die Gesellschaft aktiviert Transaktionskosten, die mit dem erhaltenen Erlös verrechnet werden. Werden neue schuldrechtliche Wertpapiere und Kreditfazilitäten ausgegeben, aber nicht beansprucht, werden die aktivierten Transaktionskosten unter «Übrige finanzielle Vermögenswerte» ausgewiesen. Die Gesellschaft amortisiert diese Kosten während der Laufzeit der Schuld oder der Dauer der Kreditfazilität. Die Amortisation dieser Kosten ist in der Position «Finanzaufwand» in der Gesamtergebnisrechnung enthalten.

Nach der erstmaligen Erfassung werden verzinsliche Darlehen und Kredite mittels der Effektivzinsmethode zu den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet.

Gewinne und Verluste werden im Rahmen des Amortisationsprozesses sowie bei Rückbuchung der Forderungen erfolgswirksam verbucht.

### *Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Verbindlichkeiten*

Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Verbindlichkeiten umfassen zu Handelszwecken gehaltene finanzielle Verbindlichkeiten und solche finanziellen Verbindlichkeiten, die bei der erstmaligen Erfassung als erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bestimmt wurden.

Derivate gelten als zu Handelszwecken gehaltene finanzielle Verbindlichkeiten. Gewinne und Verluste aus Verbindlichkeiten die zu Handelszwecken gehalten werden, werden erfolgswirksam erfasst.

## Fremdkapitalkosten

Fremdkapitalkosten werden grundsätzlich in der Periode erfolgswirksam als Aufwand erfasst, in der sie angefallen sind, es sei denn, sie können direkt der Fertigung eines Vermögensgegenstandes zugerechnet werden, der den Kriterien entspricht, in welchem Fall sie als Teil der Kosten dieses Vermögensgegenstandes aktiviert werden. Diese Kriterien lauten wie folgt: Die angefallenen Fremdkapitalkosten für die Fertigung können zuverlässig bestimmt werden; es dauert mehr als sechs Monate bis der Vermögensgegenstand in Betrieb genommen werden kann; es handelt sich um eine Investition. Die Aktivierung der Fremdkapitalkosten endet, wenn im

Wesentlichen alle notwendigen Aktivitäten für die Vorbereitung des Vermögensgegenstands für seinen vorgesehenen Einsatz abgeschlossen sind.

## Ertragssteuern

### *Tatsächliche Ertragssteuern*

Tatsächliche Ertragssteuerforderungen und -verbindlichkeiten für die laufende Periode und für frühere Perioden sind mit dem Betrag zu bewerten, in dessen Höhe eine Zahlung an die Steuerbehörden (oder eine Erstattung von den Steuerbehörden) erwartet wird. Die Berechnung des Betrags basiert auf den Ertragssteuersätzen und Steuervorschriften, die am Bilanzstichtag gelten.

### *Latente Ertragssteuern*

Latente Ertragssteuern werden nach der Liability-Methode für alle temporären Differenzen zum Bilanzstichtag zwischen dem Steuerwert eines Vermögensgegenstandes oder einer Verbindlichkeit und dem Buchwert gemäss Rechnungslegung gebildet.

Latente Ertragssteuerverbindlichkeiten werden für sämtliche steuerpflichtigen temporären Differenzen gebildet, ausser

- wenn sich die latente Ertragssteuerverbindlichkeit aus dem erstmaligen Ansatz des Geschäftswertes (Goodwill) ergibt;
- wenn sich die latente Ertragssteuerverbindlichkeit aus dem erstmaligen Ansatz eines Vermögenswerts oder einer Verbindlichkeit in einer Transaktion ergibt, die kein Unternehmenszusammenschluss ist und sich zum Zeitpunkt der Transaktion weder auf den Bilanzierungsgewinn noch auf den steuerlich relevanten Gewinn oder Verlust auswirkt; und
- im Hinblick auf steuerlich relevante temporäre Differenzen, die mit Investitionen in Tochtergesellschaften, Niederlassungen, assoziierte Gesellschaften und Anteilen an Joint Ventures verbunden sind, bei denen der Zeitpunkt der Auflösung der temporären Differenzen kontrollierbar ist und bei denen sich die temporären Differenzen in absehbarer Zukunft wahrscheinlich nicht umkehren werden.

Latente Ertragssteueransprüche werden für steuerlich abzugsfähige temporäre Differenzen und nicht genutzte Steuergutschriften und nicht genutzte steuerliche Verlustvorträge gebildet, insoweit künftig wahrscheinlich ein steuerpflichtiger Gewinn vorhanden ist, mit dem die oben genannten temporären Differenzen bzw. Steuergutschriften und Verlustvorträge verrechnet werden können. Ausnahmen gelten,

- wenn sich die auf die steuerlich abzugsfähige temporäre Differenz bezogenen latenten Ertragssteueransprüche aus

dem erstmaligen Ansatz einer Forderung oder einer Verbindlichkeit für eine Transaktion ergibt, die keinen Unternehmenszusammenschluss darstellt und die sich zum Zeitpunkt der Transaktion weder auf den Bilanzierungsgewinn noch auf den steuerlich relevanten Gewinn oder Verlust auswirkt und

- im Hinblick auf steuerlich abzugsfähige temporäre Differenzen, die mit Investitionen in Tochtergesellschaften, Niederlassungen, assoziierte Gesellschaften und Anteile an Joint Ventures verbunden sind, latente Ertragssteueransprüche nur insoweit realisiert werden, als die temporären Differenzen in absehbarer Zukunft wahrscheinlich umgekehrt werden und ein steuerpflichtiger Gewinn vorhanden ist, mit dem die temporären Differenzen verrechnet werden können.

Der Buchwert der latenten Ertragssteueransprüche wird zu jedem Bilanzstichtag überprüft und in dem Masse verringert, wie die Wahrscheinlichkeit sinkt, dass ein ausreichender steuerpflichtiger Gewinn vorhanden sein wird, mit dem die latenten Ertragssteueransprüche ganz oder teilweise verrechnet werden können. Nicht realisierte latente Ertragssteueransprüche werden zu jedem Bilanzstichtag neu bewertet und in dem Masse erfasst, in dem künftige steuerpflichtige Gewinne die Verrechnung der latenten Ertragssteueransprüche wahrscheinlich ermöglichen werden.

Latente Ertragssteueransprüche und -verbindlichkeiten werden anhand der Ertragssteuersätze berechnet, die voraussichtlich für das Jahr gelten werden, in dem die Forderung geltend gemacht oder die Verbindlichkeit abgerechnet werden wird. Als Bewertungsgrundlage dienen die Ertragssteuersätze (und Steuervorschriften), die zum Bilanzstichtag gelten oder in Kürze gelten werden.

Latente Ertragssteueransprüche und -verbindlichkeiten werden verrechnet, wenn ein gesetzlich durchsetzbares Recht für eine Verrechnung besteht, und wenn sich die latenten Ertragssteuern auf dieselbe zu besteuernde Einheit und auf dieselbe Steuerbehörde beziehen.

#### *Tatsächliche und latente Ertragssteuern für die Periode*

Tatsächliche und latente Ertragssteuern werden erfolgswirksam erfasst, sofern sie sich nicht auf Posten beziehen, die erfolgsneutral erfasst wurden (ergebnisneutral im sonstigen Ergebnis erfasste Erträge und Aufwendungen oder direkt im Eigenkapital), in welchem Fall die Ertragssteuern auch erfolgsneutral erfasst werden.

## **Rückstellungen für Verbindlichkeiten und Belastungen**

Rückstellungen werden nur gebildet, wenn die Gesellschaft aus einem Ereignis der Vergangenheit eine gegenwärtige Verpflichtung (rechtlich oder faktisch) hat, der Abfluss von Ressourcen mit wirtschaftlichem Nutzen zur Erfüllung dieser Verpflichtung wahrscheinlich ist und eine verlässliche Schätzung der Höhe der Verpflichtung möglich ist. Erwartet die Gruppe, dass die Rückstellung ganz oder teilweise erstattet wird, ist die Erstattung, sofern sie so gut wie sicher ist, als separater Vermögenswert zu erfassen. In der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung wird der Aufwand zur Bildung einer Rückstellung nach Abzug der Erstattung netto erfasst. Falls der Effekt des Geldzeitwertes wesentlich ist, werden Rückstellungen durch Diskontierung der erwarteten zukünftigen Geldflüsse festgelegt, wobei ein aktueller Vorsteuersatz verwendet wird, der den spezifischen Risiken der Verbindlichkeit gegebenenfalls Rechnung trägt. Bei Abzinsung wird die Erhöhung der Rückstellung aufgrund des Zeitablaufs als Finanzierungsaufwand erfasst.

Rückstellungen und Verbindlichkeiten für umweltbezogene Sanierungen aufgrund früherer Geschäftstätigkeiten oder Ereignisse werden in der Periode verbucht, in der eine rechtliche oder faktische Verpflichtung entsteht und wenn der Betrag verlässlich geschätzt werden kann. Verpflichtungen und Verbindlichkeiten werden auf der Grundlage aktueller rechtlicher Auflagen und der bestehenden Technologie bestimmt. Umweltausgaben im Zusammenhang mit der derzeitigen Geschäftstätigkeit werden verbucht oder aktiviert, wenn solche Ausgaben einen zukünftigen wirtschaftlichen Nutzen generieren. Verpflichtungen und erwartete Ausschüttungen von Versicherungen werden getrennt verbucht.

## **Schuldinstrumente**

Schuldinstrumente werden zunächst zum beizulegenden Zeitwert bilanziert, d. h. mit dem erhaltenen Betrag abzüglich zurechenbarer Transaktionskosten. Im Anschluss an die Erstbilanzierung erfolgt der Ausweis zu fortgeführten Anschaffungskosten. Differenzen zwischen Kosten und Rückzahlungswert werden in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung über die Laufzeit der Schuldinstrumente mit Hilfe der Effektivzinsmethode erfolgswirksam erfasst. Jegliche Abschläge in Bezug auf die erhaltenen Nettoeinnahmen und den bei Rückzahlung fälligen Betrag werden über die Laufzeit der Schuldinstrumente abgeschrieben und als Teil des Finanzaufwands mit Hilfe der Effektivzinsmethode ausgewiesen.

Wandelanleihen, die in Aktienkapital umgewandelt werden können, gehören zu den zusammengesetzten Finanzinstrumenten (Compound Financial Instruments), die seitens des Unternehmens ausgegeben werden. Der Fremdkapitalanteil des zusammengesetzten Finanzinstruments wird anfänglich zum beizulegenden Zeitwert einer ähnlichen Verbindlichkeit bilanziert, bei der keine Option zur Umwandlung in Eigenkapital besteht. Der Eigenkapitalanteil wird im Ausgabezeitpunkt als Differenz zwischen dem beizulegenden Zeitwert des zusammengesetzten Finanzinstruments als Ganzes und dem beizulegenden Zeitwert des Fremdkapitalanteils ausgewiesen. Jegliche direkt zurechenbaren Transaktionskosten werden mit den Fremdkapital- und Eigenkapitalanteilen im Verhältnis zu ihren anfänglichen Buchwerten zugewiesen. Im Anschluss an die erstmalige Bilanzierung wird der Fremdkapitalanteil des zusammengesetzten Finanzinstruments mit Hilfe der Effektivzinsmethode zu fortgeführten Anschaffungskosten ausgewiesen. Nach der erstmaligen Bilanzierung erfolgt keine Neubewertung des Eigenkapitalanteils des zusammengesetzten Finanzinstruments.

### Verpflichtungen aus Personalvorsorge

Die Gesellschaft betreibt mehrere verschiedene leistungsorientierte Vorsorgepläne in Grossbritannien, der Schweiz, in Deutschland, Frankreich und Belgien. Die Kosten für die Erbringung von Leistungen im Rahmen leistungsorientierter Vorsorgepläne werden unter Anwendung einer versicherungsmathematischen Bewertung für jeden Plan getrennt festgelegt.

Die in der Bilanz verbuchte Verbindlichkeit entspricht dem Barwert der Verpflichtung aus dem leistungsorientierten Vorsorgeplan zum Bilanzstichtag abzüglich des beizulegenden Zeitwerts des Planvermögens, gemeinsam mit Anpassungen für unberücksichtigte versicherungsmathematische Gewinne und Verluste und nachzuverrechnendem Dienstzeitaufwand. Der Barwert der Verpflichtung aus einem leistungsorientierten Vorsorgeplan wird durch Diskontierung der geschätzten künftigen Geldabflüsse unter Anwendung eines Diskontsatzes in Anlehnung an den Zinssatz auf hochqualitative Unternehmensanleihen berechnet, vorausgesetzt, die Währung und die Laufzeiten dieser Unternehmensanleihen entsprechen der Währung und geschätzten Laufzeit der Verpflichtung aus dem leistungsorientierten Vorsorgeplan.

Versicherungsmathematische Gewinne oder Verluste werden über den geschätzten Resterwerbszeitraum der beteiligten Arbeitnehmer beschrieben, jedoch nur in dem Masse, in dem der unberücksichtigte kumulative Nettobetrag zu Jahresanfang 10 % des höheren Werts des Barwertes der Verpflichtung

aus einem leistungsorientierten Vorsorgeplan und dem beizulegenden Zeitwert der Vermögenswerte des Vorsorgeplans am selben Tag übersteigt.

Der nachzuverrechnende Dienstzeitaufwand wird linear über die durchschnittlich verbleibenden Beitragsjahre bis zur Fälligkeit der Leistungen verteilt. Werden die Leistungen nach der Einführung oder einer Änderung eines Pensionsplans sofort fällig, wird der nachzuverrechnende Dienstzeitaufwand sofort erfasst. Gewinne oder Verluste aus der Plankürzung oder -abgeltung von Pensionsleistungen werden bei Eintreten einer solchen Kürzung oder Abgeltung verbucht.

Der Nettovermögenswert eines Pensionsplanes wird nur soweit erfasst, wie er den Barwert von jeglichen wirtschaftlich verfügbaren Leistungen in Form von Rückerstattungen aus dem Plan oder Minderungen künftiger Beiträge und jeglichen nicht erfassten versicherungsmathematischen Nettoverlusten und nachzuverrechnendem Dienstzeitaufwand nicht übersteigt.

### Leasingverhältnisse

Die Feststellung, ob eine Vereinbarung ein Leasingverhältnis ist oder enthält, hat auf der Grundlage des wirtschaftlichen Gehalts der Vereinbarung zu erfolgen und hängt von der Nutzung eines bestimmten Vermögenswertes oder bestimmter Vermögenswerte ab und ob die Vereinbarung ein Recht auf Nutzung des Vermögenswertes überträgt.

#### *Die Gesellschaft als Leasingnehmer*

Finanzierungsleasings, die im Wesentlichen alle Risiken und Chancen, die mit dem Eigentum verbunden sind, auf die Gesellschaft übertragen, werden zu Beginn des Leasingverhältnisses zum beizulegenden Zeitwert des Leasinggegenstandes aktiviert, oder falls dieser tiefer ist, zum Barwert der Mindestleasingzahlungen. Die Leasingzahlungen sind in die Finanzierungskosten und den Tilgungsanteil der Restschuld aufzuteilen, damit über die Perioden ein konstanter Zinssatz auf die verbleibende Schuld entsteht. Finanzierungskosten werden als Aufwand erfasst.

Aktiviert Leasinggegenstände werden über die kürzere der geschätzten Nutzungsdauer und die Laufzeit des Leasingverhältnisses vollumfänglich abgeschrieben, wenn nicht hinreichend sicher ist, dass das Eigentum am Ende des Leasingverhältnisses auf den Leasingnehmer übergeht.

Leasingverhältnisse, die den Anforderungen eines Finanzierungsleasing nicht entsprechen, werden als operative Lea-



singverhältnisse klassifiziert. Zahlungen für operatives Leasing werden während der Laufzeit des Leasingverhältnisses in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung linear erfasst.

#### *Die Gesellschaft als Leasinggeber*

Leasingverhältnisse, bei denen die Gesellschaft im Wesentlichen nicht alle Risiken und Chancen der Eigentümerschaft des Vermögenswertes an den Leasingnehmer überträgt, werden als operative Leasingverpflichtungen klassifiziert. Die bei den Verhandlungen zu einem operativen Leasingverhältnis angefallenen, direkten anfänglichen Kosten werden dem Verkehrswert des geleasteten Vermögenswertes hinzugerechnet und über die Laufzeit des Leasingverhältnisses auf derselben Grundlage wie Mieteinnahmen realisiert.

#### **Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen und Personen**

Transaktionen der Gesellschaft mit nahestehenden Unternehmen und Personen werden in Anhang 28 «Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen» offengelegt. Es werden Art, Typ und Einzelheiten zu den Transaktionen und den Beziehungen angegeben.

#### **Umsatzrealisierung**

Umsatzerlöse sind zu erfassen, wenn hinreichend wahrscheinlich ist, dass der Gesellschaft ein künftiger wirtschaftlicher Nutzen erwächst und dieser verlässlich bestimmt werden kann. Bevor Umsatzerlöse erfasst werden, müssen die folgenden spezifischen Ansatzkriterien erfüllt sein:

##### *Verkauf von Gütern*

Umsatzerlöse aus dem Verkauf von Gütern werden erfasst, wenn die massgeblichen Risiken und Chancen, die mit dem Eigentum der verkauften Waren und Erzeugnisse verbunden sind, auf den Käufer übertragen wurden. Beträge, die im Interesse Dritter eingezogen werden, wie Mineralölsteuern, Umsatzsteuern und Mehrwertsteuern, werden nicht unter den Begriff Umsatzerlöse subsumiert.

##### *Verkauf von Rohöl*

Unter bestimmten Umständen schliesst die Gesellschaft Transaktionen für den Verkauf von überschüssigem Rohöl ab, das aufgrund betrieblicher Umstände oder nicht geplanter Raffinerie-Schliessungen nicht verwendet werden kann. Da diese Geschäftsvorfälle nur gelegentlich bei wichtigen ertragsgenerierenden Aktivitäten anfallen, werden die Ergebnisse solcher Geschäftsvorfälle durch Verrechnen mit den dazugehörigen Aufwendungen, die sich aus demselben Geschäftsvorfall ergeben, ausgewiesen. Der realisierte Nettobetrag ist in den

«Materialkosten» in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung enthalten.

##### *Kreuzverkäufe und -käufe*

Ein Kreuzverkauf ist ein Verkauf an eine juristische Person ausserhalb der Gesellschaft im Rahmen einer Kreuzverkauf/-kaufvereinbarung, in der ein Verkauf von Erdölprodukten vorgenommen wird, unter der Vereinbarung, dass eine bestimmte Menge an Produkten, einschliesslich einer anderen Qualität, zurückgekauft wird. Mit solchen Vereinbarungen soll es den Parteien ermöglicht werden, Vertriebskosteneinsparungen beim Verkauf von Erdölprodukten zu erzielen. Kreuzverkäufe und -käufe (Cross Sales and Purchases) werden in den «Materialkosten» in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung netto ausgewiesen.

##### *Zinsertrag*

Zinserträge werden unter Anwendung der Effektivzinsmethode erfasst, wodurch die geschätzten zukünftigen Barmiteinnahmen während der voraussichtlichen Laufzeit des Finanzinstrumentes genau so diskontiert werden, dass sich der Nettobuchwert des finanziellen Vermögenswertes ergibt.

#### **Segmentberichterstattung**

Die Gesellschaft hat sich für eine vorzeitige Einführung von IFRS 8 *Geschäftssegmente* per 1. Januar 2007 entschieden und festgelegt, dass die Gesellschaft als ein Segment tätig ist, das Geschäftssegment «Raffination».

#### **Aktienbasierte Vergütungstransaktionen**

Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter (einschliesslich der Geschäftsleitung und Mitglieder des Verwaltungsrats) der Gesellschaft erhalten eine Vergütung in Form aktienbasierter Vergütungen, wobei Mitarbeiter als Ausgleich für Arbeitsleistungen Eigenkapitalinstrumente («Ausgleich durch Eigenkapitalinstrumente») erhalten. Durch Eigenkapitalinstrumente beglichene Transaktionen sind Aktienoptionen, die nur durch die Ausgabe von Aktien oder andere Eigenkapitalinstrumente beglichen werden können. Aktienoptionen, die nur in bar abgegolten werden können, sind Transaktionen mit Barausgleich. Die Gesellschaft hat nur Transaktionen mit Ausgleich durch Eigenkapitalinstrumente.

Die Kosten dieser Transaktion mit Ausgleich durch Eigenkapitalinstrumente werden unter Bezugnahme auf den beizulegenden Zeitwert am Tag ihrer Gewährung bewertet. Der beizulegende Zeitwert der Aktienoptionen wird anhand des Black-Scholes-Modells bestimmt. Weitere Einzelheiten dazu finden sich in Anhang 23 «Aktienbasierte Vergütungen». Bei

der Bestimmung des beizulegenden Zeitwerts der Aktienoptionen wird die Dienstbedingung nicht berücksichtigt.

Die Kosten der Ausgabe von Eigenkapitalinstrumenten an Mitarbeiter werden – zusammen mit einer entsprechenden Verbuchung im Eigenkapital – für die Periode, in der die Dienstvoraussetzungen erfüllt werden, linear in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung erfasst. An jedem Berichtszeitpunkt wird der erfasste Aufwand, auf der Grundlage der bestmöglichen Schätzung der Gesellschaft, angepasst, um der erwarteten Anzahl ausübbarer Aktienoptionen gerecht zu werden.

Wird eine mit Eigenkapitalinstrumenten ausgeglichene Zuteilung annulliert, wird sie so behandelt, als wäre sie am Tag der Annullierung ausgeübt worden; bisher nicht erfasster Aufwand für die Zuteilung wird sofort verbucht. Dies umfasst jede Zuteilung wenn Bedingungen, die keine Ausübungsbedingungen im Rahmen der Beherrschung des Unternehmensbereichs oder des Angestellten sind, nicht erfüllt sind. Wird als Ersatz für die gelöschte Zuteilung hingegen eine neue gewährt und als Ersatzzuteilung am Tag ihrer Gewährung bezeichnet, werden die neuen Zuteilungen so behandelt, als handle es sich um eine Änderung der ursprünglichen Zuteilung. Alle Annullierungen von Zuteilungen aktienbasierter Vergütungen werden gleich behandelt.

Wenn eine mit Eigenkapitalinstrumenten ausgeglichene Zuteilung während des Erbringungszeitraums für vollständig unverfallbare Eigenkapitalinstrumente zurückgekauft wird, wird die Zahlung als Abzug vom Eigenkapital behandelt. Davon ausgenommen sind Überschussbeträge, die den am Tag des Rückkaufs ermittelten beizulegenden Zeitwert der Eigenkapitalinstrumente übersteigen. Ein solcher Überschuss wird in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung im Posten «Personalaufwand» ausgewiesen.

### Emissionsrechte

Der Gesellschaft kostenlos gewährte Emissionsrechte werden in der konsolidierten Bilanz nicht erfasst und eine Rückstellung wird nur erfasst, wenn die Summe der tatsächlichen Emissionen zum Bilanzstichtag die Anzahl der gewährten Emissionsrechte übersteigt. Die Rückstellung für einen solchen Fehlbetrag basiert auf dem beizulegenden Zeitwert von Emissionsrechten am Bilanzstichtag.

### Ergebnis je Aktie

Die Gesellschaft weist den unverwässerten und den verwässerten Gewinn je Aktie («EPS») für ihre Stammaktien aus. Der unverwässerte Gewinn je Aktie wird berechnet, indem das den

Stammaktionären der Gesellschaft zurechenbare Ergebnis durch die durchschnittlich gewichtete Anzahl ausstehender Stammaktien während des Berichtszeitraums dividiert wird. Der verwässerte Gewinn je Aktie wird festgelegt, indem das den Stammaktionären zurechenbare Ergebnis und die gewichtete durchschnittliche Anzahl ausstehender Stammaktien aufgrund des Effekts aller potenziell verwässernden Stammaktien, wozu an Mitarbeiter gewährte Aktienoptionen zählen, und des verwässernden Effekts der Wandelanleihe angepasst werden.

### Darstellung der Geldflussrechnung

Die konsolidierte Geldflussrechnung wird unter Verwendung der indirekten Methode dargestellt. Die in der konsolidierten Geldflussrechnung präsentierte laufende Aktivität wird getrennt nach Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeiten und beinhaltet Geldflüsse aus aufgegebenen Geschäftsbereichen.

Einnahmen im Zusammenhang mit Zins, erhaltenen Dividenden und Ertragssteuern sowie auch Ausgaben im Zusammenhang mit Zinsaufwand werden in den Geldflüssen aus Geschäftstätigkeiten ausgewiesen.

Nettogeldflüsse aus dem Erwerb von Tochterunternehmen und Aktienbeteiligungen sind in den Geldflüssen aus Investitionstätigkeiten enthalten.

Die Ausschüttung von Dividenden ist im Geldfluss aus Finanzierungstätigkeiten enthalten.

### Zusammenfassung der wesentlichen Annahmen und Schätzungen

#### Verwendung von Schätzungen

Die Aufstellung von Abschlüssen gemäss den IFRS erfordert die Verwendung bestimmter kritischer Schätzungen. Bei der Anwendung der Rechnungslegungsgrundsätze der Gesellschaft muss das Management zudem Annahmen und Schätzungen vornehmen. Die Gesellschaft macht Schätzungen und trifft Annahmen zur Zukunft. Die hieraus abgeleiteten Schätzungen für die Rechnungslegung entsprechen nicht notwendigerweise den tatsächlichen Ergebnissen. Bereiche mit höheren Beurteilungsspielräumen oder höherer Komplexität oder Bereiche, bei denen Annahmen und Schätzungen von entscheidender Bedeutung für die Konzernrechnung sind, werden nachstehend erörtert.

## Annahmen

Im Rahmen der Anwendung der Rechnungslegungsgrundsätze der Gesellschaft hat das Management, nebst Schätzungen, die sich am stärksten auf die in den konsolidierten Finanzinformationen erfassten Beträge auswirken, die folgenden Annahmen getroffen:

*Verpflichtungen aus Finanzierungsleasing* – Die Gesellschaft hat einen Vertrag mit einem Dritten für die Lieferung von Wasserstoff in die Raffinerie in Cressier. Im Laufe der Beurteilung des Vertrags gemäss IFRIC 4 (International Financial Reporting Interpretations Committee), *Feststellung, ob eine Vereinbarung ein Leasingverhältnis enthält*, ist die Gesellschaft zum Schluss gekommen, dass der Vertrag ein Finanzierungsleasing darstellt.

*Verpflichtungen aus Terminkäufen und -verkäufen* – Die Gesellschaft schliesst physische Terminkauf- und Terminverkaufsverträge für die Rohölversorgung ab, um raffinierte Produkte an die Vertriebsunternehmen und Endkunden zu liefern. Die Gesellschaft ist zum Schluss gekommen, dass diese Verträge den Kriterien eines derivativen Finanzinstrumentes gemäss IAS 39 *Finanzinstrumente: Ansatz und Bewertung*, nicht gerecht werden. Dies ist auf die Feststellung des Managements zurückzuführen, dass die Aufgabe der Aktivitäten die Versorgung der Raffinerien mit Rohöl und die Lieferung raffinierter Produkte an die Vertriebsunternehmen und Endkunden ist.

*Wertminderung von Vermögenswerten* – In Übereinstimmung mit IAS 36, *Wertminderung von Vermögenswerten*, nimmt die Gesellschaft an jedem Bilanzstichtag eine Einschätzung vor, ob irgendein Anhaltspunkt für eine Wertminderung vorliegen könnte. Wenn ein solcher Anhaltspunkt vorliegt, wird eine Prüfung auf Wertminderung vorgenommen, um den erzielbaren Betrag des Vermögenswertes zu schätzen.

*Latente Ertragssteueransprüche* – Latente Ertragssteueransprüche werden in dem Masse erfasst, insoweit künftig wahrscheinlich ein steuerpflichtiger Gewinn vorhanden ist, mit dem die temporären Differenzen verrechnet werden können. Die Bewertung eines zukünftigen steuerpflichtigen Gewinns hängt von Annahmen ab, die sich mit der Zeit ändern können; dazu zählt die Möglichkeit bedeutender Differenzen hinsichtlich der abschliessenden Bewertung der latenten Ertragssteuern durch das Management. Bei der Festlegung wichtiger Annahmen, die für die Beurteilung herangezogen werden, ist die Einschätzung des Managements gefragt und Änderungen der Annahmen können das Resultat der Beurteilung wesentlich beeinflussen.

## Schätzungen

Die wichtigsten zukunftsbezogenen Annahmen sowie Angaben über die sonstigen am Bilanzstichtag wesentlichen Quellen von Schätzungsunsicherheiten, durch die ein beträchtliches Risiko entstehen kann, dass innerhalb des nächsten Geschäftsjahrs eine wesentliche Anpassung der ausgewiesenen Vermögenswerte und Schulden erforderlich wird, werden nachstehend erörtert:

*Nutzungsdauer von Sachanlagen* – Die Sachanlagen werden linear über die geschätzte Nutzungsdauer der Vermögenswerte abgeschrieben. Die Nutzungsdauer wird vom Management zum Zeitpunkt des Erwerbs geschätzt und jährlich neu beurteilt. Die geschätzte Nutzungsdauer basiert auf der bisherigen Erfahrung mit ähnlichen Vermögenswerten, Marktbedingungen und zukünftigen angenommenen Ereignissen. Die tatsächliche Nutzungsdauer kann von der geschätzten Nutzungsdauer abweichen.

*Bewertung der Vorräte mit der FIFO-Methode* – Bei der Bestimmung der Kosten der an Lager gehaltenen Rohöl- und raffinierten Mineralölprodukten der Gesellschaft muss das Management gewisse Annahmen treffen und Schätzungen vornehmen, um die Herstellungskosten der raffinierten Mineralölprodukte bestimmen zu können. Während die Rohöl- und Rohstoffbewertung direkt auf die entsprechenden Kaufverträge und Frachtkosten zurückzuführen ist, beruht der Wert der Raffinerieprodukte auf der Feststellung der angemessenen Rohöl- und Rohstoffkosten. Zusätzlich berücksichtigte Faktoren sind die Aufwendungen und Erträge der Raffinerie, durchschnittliche Produktpreise für die Zuteilung von Rohöl- und Rohstoffkosten und die entsprechenden betrieblichen und fixen Gemeinkosten für den angegebenen Produktionsmonat. Immer wenn der realisierbare Nettowert unter den FIFO-Kosten liegt, wird der realisierbare Nettowert für Bewertungszwecke herangezogen. Das Management unterzieht seine Annahmen und Schätzungen periodisch einer Neubewertung und bei der Festlegung der Annahmen ist die Einschätzung des Managements gefragt. Eine Änderung der Annahmen und Schätzungen kann den Wert der Erdölprodukte wesentlich beeinflussen.

*Umweltbezogene Kosten* – Wir bilden Rückstellungen für Kosten im Zusammenhang mit Verpflichtungen zur umweltbezogenen Sanierung, wenn die Gesellschaft eine entsprechende Verpflichtung hat und der Umfang angemessen geschätzt werden kann. Solche Rückstellungen werden angepasst, sobald weitere Informationen vorliegen oder die Umstände sich ändern.

## Neue und ergänzte, von der Gesellschaft angewandte Standards

Per 1. Januar 2009 hat die Gesellschaft die folgenden neuen und ergänzten IFRS eingeführt:

IFRS 2 (2008 überarbeitet) *Aktienbasierte Vergütung – Ausübungsbedingungen und Annullierungen* – gültig ab 1. Januar 2009. Der IASB hat eine Änderung des IFRS 2 veröffentlicht, wodurch die Definition von Ausübungsbedingungen, die nur erfolgs- und leistungsabhängige Bedingungen umfassen, näher erläutert wird und die Behandlung einer Vergütung, die wirksam annulliert wurde, vorschreibt. Gemäss dem überarbeiteten Standard ist die Gesellschaft verpflichtet, die verfallenen Optionen als beschleunigte Ausübung zu bilanzieren, wodurch der nicht erfasste Betrag, der normalerweise für die im restlichen Erbringungszeitraum enthaltenen Leistungen erfasst werden würde, sofort erfasst wird. Dieser überarbeitete Rechnungslegungsstandard wurde gemäss den Übergangsregelungen des IFRS 2 rückwirkend angewandt. Diese Änderung wirkte sich im ersten Quartal 2008 mit einer Steigerung des «Personalaufwands» um USD 21,5 Millionen aus. Diese Änderung beeinflusste den Ertragssteueraufwand nicht. Der Nettoverlust für das Jahr 2008 verzeichnete einen Anstieg auf USD 516,6 Millionen von ursprünglich USD 495,1 Millionen. Der Effekt auf das Ergebnis je Aktie basierend auf diesem Nachtrag führt zu einer Steigerung des Verlustes je Aktie von USD 0.29 vor und nach Verwässerung, nach Anwendung eines Faktors für die Ausgabe von Bezugsrechten im September 2009 (weitere Informationen hierzu finden sich in Anhang 23 «Aktienbasierte Vergütungen»).

IFRS 7 *Finanzinstrumente – Angaben (in ergänzter Fassung)* – gültig ab 1. Januar 2009. Die Änderung sieht erweiterte Angaben über Bewertungen zum beizulegenden Zeitwert und das Liquiditätsrisiko vor. Insbesondere erfordert die Änderung Angaben über Bewertungen zum beizulegenden Zeitwert anhand einer Hierarchie für die Durchführung von Bewertungen zum beizulegenden Zeitwert. Da die Änderung dieses Standards nur zusätzliche Angaben vorsieht, hat dies keine finanzielle Auswirkung auf die Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG.

IAS 1 (2007 überarbeitet) *Darstellung des Abschlusses* – gültig ab 1. Januar 2009. Der überarbeitete Standard sieht vor, dass «nichteigentümerbezogene Eigenkapitalveränderungen» in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung getrennt von eigentümerbezogenen Eigenkapitalveränderungen erfasst werden. Infolgedessen stellt die Gesellschaft alle eigentümerbezogenen Eigenkapitalveränderungen in den Veränderungen des konsolidierten Eigenkapitals dar, wobei alle nichteigentümerbezogenen Eigenkapitalveränderungen in der konsolidierten Gesamt-

ergebnisrechnung erfasst werden. Die Angaben der vorherigen Periode wurden zu Vergleichszwecken neu dargestellt. Dieser Standard beeinflusst lediglich die Darstellung der Konzernrechnung. Die Finanzlage der Gesellschaft ändert sich nicht.

IAS 23 (2007 überarbeitet) *Fremdkapitalkosten* – Mit den Änderungen an IAS 23 wird die in der früheren Version des Standards vorhandene Möglichkeit, die gesamten Fremdkapitalkosten sofort erfolgswirksam als Aufwand zu erfassen, eliminiert. Insofern Fremdkapitalkosten direkt dem Erwerb, Bau oder der Herstellung eines qualifizierten Vermögenswerts zugeordnet werden können, verlangt der überarbeitete Standard, dass diese als Teil der Kosten dieses Vermögenswertes zu aktivieren sind. Alle anderen Fremdkapitalkosten werden der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung belastet. IAS 23 (überarbeitet) wird auf die Konzernrechnung 2009 der Gesellschaft angewendet. Durch die Änderungen des Standards erfahren die Rechnungslegungsgrundsätze der Gesellschaft keine Änderung und wirken sich deshalb nicht auf die Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG aus.

IAS 27 *Konzern- und Einzelabschlüsse – Kosten einer Beteiligung an einer Tochtergesellschaft, einem gemeinschaftlich geführten Unternehmen oder einem assoziierten Unternehmen (Änderung)* – Mit den Änderungen am IAS 27 entfällt die Unterscheidung zwischen vor und nach dem Erwerb anfallenden Gewinnen. Alle Dividenden werden ergebniswirksam erfasst. Die Zahlung solcher Dividenden erfordert von der Unternehmensseite jedoch abzuwägen, ob ein Anhaltspunkt für eine Wertminderung vorliegt. Wird im Falle einer Umstrukturierung eine neue Muttergesellschaft vor die bestehende Muttergesellschaft der Gruppe eingefügt, entsprechen die Kosten der Tochtergesellschaft eher dem früheren Buchwert ihres Anteils an Eigenkapitalpositionen an der Tochtergesellschaft, als ihrem beizulegenden Zeitwert. Durch die Änderungen des Standards erfahren die Rechnungslegungsgrundsätze der Gesellschaft keine Änderung und wirken sich deshalb nicht auf die Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG aus.

IAS 32 *Finanzinstrumente: Darstellung* und IAS 1 *Darstellung des Abschlusses – Kündbare Finanzinstrumente und Verpflichtungen, die im Liquidationsfall entstehen (Änderungen)* – Die Änderungen des IAS 32 sehen vor, dass bestimmte kündbare Finanzinstrumente und Verpflichtungen, die im Liquidationsfall entstehen, als Eigenkapital klassifiziert werden, wenn bestimmte Kriterien erfüllt sind. Die Änderung von IAS 1 verlangt die Offenlegung bestimmter Informationen im Zusammenhang mit kündbaren Instrumenten, die als Eigenkapital klassifiziert werden. Die Änderungen haben keinen Einfluss auf die Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG.

Es wird nicht davon ausgegangen, dass die jährlichen Änderungen und Verbesserungen in den IFRS einen wesentlichen Einfluss auf die Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG haben werden.

### Vorzeitige Einführung von Standards und Interpretationen

Die Gesellschaft hat den folgenden Standard vorzeitig eingeführt:

Änderung des IAS 32 – Klassifizierung von Bezugsrechten – Im Jahr 2009 veröffentlichte der International Accounting Standards Board (IASB) eine Änderung des IAS 32 – *Finanzinstrumente: Darstellung*, die für jährliche Berichtsperioden beginnend am 1. Februar 2010 oder später anwendbar werden, wobei eine vorzeitige Einführung erlaubt ist. Die Änderung bezieht sich auf die Bilanzierung von Bezugsrechten, die auf eine andere als der Funktionalwährung des Emittenten lauten. Vorher wurden diese Bezugsrechte als Derivattransaktionen bilanziert. Gemäss dieser Änderung müssen diese Bezugsrechte, sofern bestimmte Bedingungen erfüllt sind, als Eigenkapital klassifiziert werden, unbeachtet der Währung des Ausübungspreises. Wir haben diese Änderung vorzeitig eingeführt und die Bezugsrechte von September 2009 ordnungsgemäss als Eigenkapitaltransaktion klassifiziert.

### Standards, Änderungen und Interpretationen zu veröffentlichten Standards, die noch nicht in Kraft getreten sind und die die Gesellschaft nicht vorzeitig eingeführt hat

Zum Zeitpunkt der Freigabe dieses Abschlusses wurden neben den von der Gesellschaft eingeführten Standards und Interpretationen die folgenden geänderten Standards und neuen Interpretationen veröffentlicht, die die Gesellschaft beeinflussen könnten, jedoch noch nicht in Kraft sind:

IFRS 2 *Aktienbasierte Vergütungen mit Barausgleich der Gruppe (geändert)* – Die Änderungen sind für jährliche Berichtsperioden anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2010 beginnen. Die Änderung verlangt von einer Unternehmenseinheit, die Güter oder Dienstleistungen erhält (empfangende Entität), im Falle einer anteilsbasierten Vergütung mit Barausgleich oder durch Eigenkapitalinstrumente, die Transaktion in ihrem Einzelabschluss zu berücksichtigen. Dieses Prinzip gilt auch, wenn ein anderes Unternehmen der Gruppe oder ein Aktionär die Transaktion abgilt (abgeltende Entität) und die empfangende Entität nicht verpflichtet ist, die Zahlung zu leis-

ten. Die Gesellschaft wendet IFRS 2 (in ergänzter Fassung) ab 1. Januar 2010 an. Es wird nicht erwartet, dass der geänderte Standard einen wesentlichen Einfluss auf die Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG haben wird.

IFRS 3 (überarbeitet) *Unternehmenszusammenschlüsse* – Der überarbeitete Standard ist erstmals in der ersten Berichtsperiode eines am 1. Juli 2009 oder danach beginnenden Geschäftsjahres anzuwenden. Mit dem überarbeiteten Standard werden mehrere Änderungen eingeführt, wie die Wahl den nicht beherrschenden Anteil am Erwerber entweder zum beizulegenden Zeitwert zu bewerten oder zum anteiligen identifizierbaren Nettovermögen des Erwerbers, die Rechnungslegung für weitere Akquisitionen der nicht beherrschenden Anteile sowie die Behandlung von Transaktionskosten. Die Änderungen des überarbeiteten IFRS 3 wird eine Auswirkung auf künftige Akquisitionen haben. Die Gesellschaft wendet IFRS 3 (überarbeitet) prospektiv auf alle Unternehmenszusammenschlüsse ab 1. Januar 2010 an. Es wird nicht erwartet, dass der geänderte Standard einen wesentlichen Einfluss auf die Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG haben wird.

IFRS 9 *Finanzinstrumente* – Der neue Standard gilt für Berichtszeiträume, die am oder nach dem 1. Juli 2013 beginnen. IFRS 9 ersetzt in seiner erweiterten Form IAS 39. IFRS 9 hält an dem gemischten Bewertungsmodell fest, vereinfacht dieses aber und etabliert zwei wesentliche Bewertungskategorien für finanzielle Vermögenswerte: Fortgeführte Anschaffungskosten und beizulegender Zeitwert. Die Grundlage für die Klassifizierung ist abhängig vom Geschäftsmodell der Unternehmenseinheit und den vertraglichen Cashflow-Charakteristiken des finanziellen Vermögenswerts. Die Gesellschaft beabsichtigt die Anwendung von IFRS 9 ab dem 1. Januar 2013. Es wird nicht erwartet, dass der geänderte Standard einen wesentlichen Einfluss auf die Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG haben wird.

IAS 24 *Angaben über Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen (überarbeitet)* – Der überarbeitete Standard ist erstmals in der ersten Berichtsperiode eines am 1. Januar 2011 oder danach beginnenden Geschäftsjahres anzuwenden. Der überarbeitete Standard ändert die Definition einer Beziehung zu nahestehenden Unternehmen und Personen und passt bestimmte Anforderungen zu den Angaben über nahestehenden Unternehmen und Personen im Falle regierungsnaher Unternehmenseinheiten an. Die Gesellschaft beabsichtigt die Anwendung von IAS 24 (in ergänzter Fassung) ab dem 1. Januar 2011. Es wird nicht erwartet, dass der geänderte Standard einen wesentlichen Einfluss auf die Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG haben wird.

IAS 27 (überarbeitet) *Konzern- und Einzelabschlüsse* – Gemäss dem überarbeiteten Standard, der ab 1. Juli 2009 in Kraft ist, werden Veränderungen des Eigentums an einem Minderheitsanteil, die nicht zu einem Verlust der Beherrschung führen, als Eigenkapitaltransaktion bilanziert. Der Standard legt auch die Rechnungslegung fest, wenn die Beherrschung verloren geht. Verbleibende Anteile am Eigenkapital werden zum beizulegenden Zeitwert neu bewertet, resultierender Gewinn oder Verlust wird erfolgswirksam erfasst. Die Gesellschaft wendet IAS 27 (in überarbeiteter Fassung) ab 1. Januar 2010 prospektiv auf Transaktionen mit Minderheitsanteilen an. Der überarbeitete Standard wird keinen wesentlichen Einfluss auf die Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG haben.

IAS 39 *Finanzinstrumente: Ansatz und Bewertung – Eligible Hedged Items* – Der neue Standard gilt für Berichtszeiträume, die am oder nach dem 1. Juli 2009 beginnen. Der überarbeitete Standard befasst sich mit der Bezeichnung des einseitigen Risikos einer abgesicherten Position und mit der Bezeichnung von Inflation als abgesichertes Risiko oder Anteil in besonderen Situationen. Der Standard klärt, dass eine Unternehmenseinheit einen Teil der Änderungen des beizulegenden Zeitwerts oder der Geldfluss-Schwankungen eines Finanzinstruments als gesichertes Grundgeschäft bezeichnen darf. Die Gesellschaft wendet den geänderten Standard ab 1. Januar 2010 an. Die Gesellschaft ist zum Schluss gekommen, dass die Änderungen wahrscheinlich keinen Einfluss auf die Finanzlage oder die Performance der Petroplus Holdings AG haben wird, da die Gesellschaft derzeit keine solchen Absicherungen vornimmt.

IFRIC 14 *IAS 19 – Die Begrenzung eines leistungsorientierten Vermögenswertes, Mindestdotierungsverpflichtungen und ihre Wechselwirkung (geändert)* – Die Änderungen sind für jährliche Berichtsperioden anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2011 beginnen. Mit dieser Änderung werden unbeabsichtigte Konsequenzen beseitigt, die sich aus der Behandlung von bereits getätigten Ausgaben im Falle einer Mindestdotierungsverpflichtung ergeben. Die Änderung führt dazu, dass vorausbezahlte Beiträge unter bestimmten Voraussetzungen eher als Vermögenswert und nicht als Aufwand erfasst werden. Die Gesellschaft beabsichtigt die Anwendung von IFRIC 14 (geändert) ab 1. Januar 2011. Es wird nicht erwartet, dass der geänderte Standard einen wesentlichen Einfluss auf die Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG haben wird.

IFRIC 17 *Sachausschüttungen an Eigentümer* – Der überarbeitete Standard gilt für Berichtszeiträume ab dem 1. Juli 2009. Diese Interpretation bietet eine Anleitung zur Bilanzierung von Vereinbarungen, gemäss welchen eine Rechtsperson Sachausschüttungen an Aktionäre entweder in Form von Reserveausschüttungen oder Dividenden vornimmt. IFRS 5 *Zur Veräusserung gehaltenes Anlagevermögen und aufgegebenen Geschäftsbereiche* wurden auch dahingehend geändert, dass Vermögenswerte nur als zur Veräusserung gehalten klassifiziert werden, wenn sie in ihrem gegenwärtigen Zustand zur Veräusserung verfügbar sind und die Veräusserung sehr wahrscheinlich ist. Die Gesellschaft wendet IFRIC 17 ab 1. Januar 2010 an. Es wird nicht erwartet, dass diese Interpretation einen wesentlichen Einfluss auf die Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG haben wird.

IFRIC 18 *Übertragung von Vermögenswerten durch einen Kunden* – Diese IFRIC gilt für Jahreszeiträume ab dem 1. Juli 2009. In dieser Interpretation wird klargestellt und erläutert, wie die Übertragung von Sachanlagen oder von Zahlungsmitteln für den Bau oder Erwerb einer Sachanlage durch einen Kunden zu bilanzieren ist. Wird einem Unternehmen von einem Kunden eine Sachanlage übertragen, verlangt die Interpretation, dass das Unternehmen zu bewerten hat, ob diese der im Rahmenkonzept festgelegten Definition eines Vermögenswerts entspricht. Ein ausschlaggebendes Element bei der Definition ist die Frage, ob die übertragene Sachanlage vom Unternehmen beherrscht wird. Die Gesellschaft wendet IFRIC 18 ab 1. Januar 2010 an. Es wird nicht erwartet, dass diese Interpretation einen wesentlichen Einfluss auf die Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG haben wird.

Es wird nicht davon ausgegangen, dass die jährlichen Änderungen und Verbesserungen in den IFRS einen wesentlichen Einfluss auf die Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG haben werden.

Aus Sicht der Gesellschaft haben andere Änderungen an den Rechnungslegungsstandards und Interpretationen, die noch nicht anwendbar sind, keinen wesentlichen Einfluss auf die Rechnungslegungsgrundsätze, die Bilanzpositionen oder das Ergebnis der Gruppe.

### 3 Umsatzerlöse und Materialkosten

#### Umsatzerlöse

(in Millionen USD)	2009	2008
Verkauf von Produkten	14'714,8	24'190,8
Verkauf von Biokraftstoffzertifikaten	51,3	38,9
Pflichtlagerhaltung	3,6	34,0
Tankvermietung	17,0	17,3
Bearbeitungsgebühr	1,3	13,6
Übrige	9,8	7,4
<b>Total Umsatzerlöse</b>	<b>14'797,8</b>	<b>24'302,0</b>

Zu den Umsatzerlösen zählen die verdienten Einnahmen aus dem Verkauf von Raffinerieprodukten und weitere Umsatzerlöse aus dem Verkauf von Biokraftstoffzertifikaten an die französischen Raffinerien, aus Pflichtlagerhaltung, Tankvermietung und Bearbeitungsgebühren. Der Rückgang der Umsatzerlöse ist hauptsächlich auf gefallene Preise für raffinierte Mineralölprodukte und geringere Absatzmengen im Jahr 2009 im Vergleich zum Jahr 2008 zurückzuführen.

Verbrauchssteuern sind nicht in den Umsatzerlösen enthalten, sie werden aber auf einem Teil der Umsatzerlöse erhoben. Die während des Geschäftsjahres 2009 in Rechnung gestellten Verbrauchssteuern belaufen sich auf USD 4,3 Milliarden (2008: USD 4,4 Milliarden).

#### Materialkosten

Zu den Materialkosten zählen die Kosten für den Kauf von Rohöl sowie die Gewinne und Verluste auf Rohstoffinstrumenten. Die Materialkosten beinhalten einen Verlust in Höhe von USD 5,7 Millionen für das per 31. Dezember 2009 endende Geschäftsjahr (2008: ein Verlust von USD 91,0 Millionen) im Zusammenhang mit unserem Programm für das Management der Rohstoffpreise.

In den Materialkosten sind Rohölverkäufe enthalten. Diese Verkäufe werden zur Vermeidung verspäteter Lieferungen und Lieferengpässen bei Rohöl vorgenommen und zeitweise wegen betrieblicher Optimierungsentscheidungen. Sie werden in erster Linie von Raffinerien getätigt, deren Rohölbeschaffung auf dem Seeweg erfolgt. Das damit direkt erworbene Rohöl wird zum aktuellen Marktpreis verkauft. Die gegen die Materialkosten gebuchten Umsatzerlöse beliefen sich 2009 auf USD 109,5 Millionen (2008: USD 716,8 Millionen).

### 4 Segmentinformationen

Segmentinformationen werden auf der Basis der Geschäftssegmente der Gesellschaft, zusammen mit ausgewählten geografischen und weiteren Informationen, dargestellt.

Segmentergebnisse, Vermögenswerte und Verbindlichkeiten umfassen Posten, die direkt einem Segment zuzuschreiben sind, sowie Posten, die auf einer ausreichenden Grundlage zugewiesen werden können.

Wir verfügen über ein berichtspflichtiges Geschäftssegment: Raffination. Zu unserem Segment Raffination zählen sowohl die Verarbeitung als auch die Handels- und Marketingtätigkeiten. Petroplus ist ein unabhängiges Raffinerieunternehmen ohne weitere Betriebstätigkeit. Aus diesem Grund betreiben wir unser Geschäft auf konsolidierter Basis. Zudem erstellt die Gesellschaft keine Finanzinformationen bis auf Ebene des Reingewinns ihrer Raffinerien.

## Geschäftssegment

(in Millionen USD)	Raffination		Total fortzuführende Geschäftsbereiche		Aufgegebene Geschäftsbereiche		Total Gesellschaft	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Total externe Umsatzerlöse	14'797,8	24'302,0	14'797,8	24'302,0	1'413,1	3'745,6	16'210,9	28'047,6
<b>Total Umsatzerlöse</b>	<b>14'797,8</b>	<b>24'302,0</b>	<b>14'797,8</b>	<b>24'302,0</b>	<b>1'413,1</b>	<b>3'745,6</b>	<b>16'210,9</b>	<b>28'047,6</b>
Betriebsgewinn/(-verlust)	65,3	(242,6)	65,3	(242,6)	(165,3)	(167,3)	(100,0)	(409,9)
Finanzertrag			2,6	8,7	0,2	–	2,8	8,7
Finanzaufwand			(167,2)	(149,0)	(0,3)	(1,0)	(167,5)	(150,0)
Währungs- umrechnungsgewinne			2,5	12,4	–	–	2,5	12,4
Anteil am Verlust von assoziierten Unternehmen			(1,6)	(2,0)	–	–	(1,6)	(2,0)
(Ertragssteueraufwand)/ Ertragssteuerertrag			(10,4)	39,5	24,3	(2,1)	13,9	37,4
Verlust aus Verkauf aufgegebener Geschäfts- bereiche nach Steuern			–	–	–	(13,2)	–	(13,2)
<b>Nettoverlust</b>			<b>(108,8)</b>	<b>(333,0)</b>	<b>(141,1)</b>	<b>(183,6)</b>	<b>(249,9)</b>	<b>(516,6)</b>
Segmentaktiven	6'568,9	6'892,1	6'568,9	6'892,1	88,2	–	6'657,1	6'892,1
Anteile an assoziierten Unternehmen	21,2	22,8	21,2	22,8	–	–	21,2	22,8
<b>Total Aktiven</b>	<b>6'590,1</b>	<b>6'914,9</b>	<b>6'590,1</b>	<b>6'914,9</b>	<b>88,2</b>	<b>–</b>	<b>6'678,3</b>	<b>6'914,9</b>
Segmentverbindlichkeiten	4'659,7	4'927,3	4'659,7	4'927,3	30,6	–	4'690,3	4'927,3
<b>Total Fremdkapital</b>	<b>4'659,7</b>	<b>4'927,3</b>	<b>4'659,7</b>	<b>4'927,3</b>	<b>30,6</b>	<b>–</b>	<b>4'690,3</b>	<b>4'927,3</b>

## Sonstige Informationen

Investitionsausgaben	342,3	281,8	342,3	281,8	5,4	39,7	347,7	321,5
Abschreibungen	(252,5)	(209,1)	(252,5)	(209,1)	(18,6)	(23,1)	(271,1)	(232,2)
Amortisationen	(23,0)	(19,2)	(23,0)	(19,2)	(0,6)	(0,6)	(23,6)	(19,8)
Wertminderung	(6,6)	(2,0)	(6,6)	(2,0)	(125,3)	(93,5)	(131,9)	(95,5)



## Geografische Informationen

Die nachstehende Tabelle enthält Einzelheiten zu den gesamten externen Umsatzerlösen nach geografischem Marktbereich für die abgelaufenen Geschäftsjahre 2009 und 2008 und das Anlagevermögen per 31. Dezember 2009 und 2008.

Informationen zu den Umsatzerlösen basieren auf dem Standort des Kunden. Das für diesen Zweck bestimmte Anlagevermögen besteht aus Sachanlagen und immateriellen Vermögenswerten:

(in Millionen USD)	Externe Umsatzerlöse <sup>1)</sup>		Anlagevermögen <sup>1)</sup>	
	2009	2008 <sup>2)</sup>	2009	2008
Grossbritannien	4'342,0	7'939,6	1'506,4	1'580,5
Frankreich	3'492,4	4'420,2	445,7	406,8
Deutschland	2'656,6	5'149,0	695,2	700,1
Schweiz	2'502,1	4'169,2	335,4	364,8
Belgien	585,3	1'224,6	639,7	721,2
Niederlande	302,0	708,5	–	0,8
Übrige Welt	917,4	690,9	–	–
<b>Total</b>	<b>14'797,8</b>	<b>24'302,0</b>	<b>3'622,4</b>	<b>3'774,2</b>

<sup>1)</sup> Ohne externe Umsatzerlöse für 2009 und 2008 im Zusammenhang mit der Verarbeitungsanlage Antwerpen und der Anlage in Teesside und ohne Anlagevermögen für 2009 im Zusammenhang mit der Verarbeitungsanlage Antwerpen.

<sup>2)</sup> Am 31. März 2008 erwarb Petroplus die Raffinerien Petit Couronne und Reichstett. Die externen Umsatzerlöse für 2008 umfassen deshalb nur neun Monate der Geschäftstätigkeit der Raffinerien in Petit Couronne und Reichstett.

## Bedeutende Kunden

Die folgende Tabelle enthält Informationen über unsere bedeutendsten Kunden. Der Gesamtumsatz mit jedem Kunden wird verglichen mit dem Gesamtumsatz aus fortzuführenden Geschäftsbereichen von USD 14'797,8 Millionen (2008: USD

24'302,0 Millionen). Wenn die Gesellschaft Produkte an verschiedene Kunden verkauft, die zu einer Unternehmensgruppe gehören, werden diese Verkäufe als Umsatz mit einem Kunden ausgewiesen:

(in Millionen USD)	2009		2008	
	Umsätze	In % des Gesamtumsatzes	Umsätze	In % des Gesamtumsatzes
Kunde 1	4'213,3	28,5 %	6'976,3	28,7 %
Kunde 2	1'216,3	8,2 %	1'891,3	7,8 %
<b>Total</b>	<b>5'429,6</b>	<b>36,7 %</b>	<b>8'867,6</b>	<b>36,5 %</b>

## 5 Zusätzliche Angaben zur Gesamtergebnisrechnung

### Personalaufwand

(in Millionen USD)	2009	2008
Löhne, Gehälter und Bonuszahlungen	(228,9)	(267,3)
Sozialversicherungs- und Vorsorgeaufwand	(80,9)	(71,7)
Auftragsarbeit	(12,4)	(12,8)
Aufwand für aktienbasierte Vergütungen <sup>1)</sup>	(6,1)	(25,3)
Übriger Personalaufwand <sup>2)</sup>	(22,8)	(20,9)
<b>Total Personalaufwand</b>	<b>(351,1)</b>	<b>(398,0)</b>

<sup>1)</sup> Die Finanzzahlen für 2008 wurden in Übereinstimmung mit IFRS 2 (überarbeitet) «Aktienbasierte Vergütungen – Ausübungsbedingungen und Annullierungen» um USD 21,5 Millionen angepasst. Weitere Einzelheiten finden sich in Anhang 2 «Rechnungslegungsgrundsätze».

<sup>2)</sup> Übriger Personalaufwand umfasst hauptsächlich Rekrutierungs-, Ausbildungs- und Versicherungsaufwand.

**Betriebsaufwand**

(in Millionen USD)	2009	2008
Unterhaltsaufwand, Wartungsarbeiten	(162,6)	(220,4)
Energieaufwand	(104,0)	(134,7)
Aufwand für Chemikalien	(57,4)	(66,7)
Sonstige Vertriebs- und allgemeine Verwaltungskosten	(102,3)	(65,1)
Betriebsmittel	(0,4)	(7,9)
Sicherheits-, Gesundheits- und Umweltkosten <sup>1)</sup>	(24,5)	4,3
<b>Total Betriebsaufwand</b>	<b>(451,2)</b>	<b>(490,5)</b>

<sup>1)</sup> Der Ertrag im Jahre 2008 bezieht sich auf Rückstellungsaufösungen in Höhe von USD 18,8 Millionen.

**Übriger Verwaltungsaufwand**

(in Millionen USD)	2009	2008
Beratungshonorare	(17,0)	(20,6)
Informationstechnologie	(16,3)	(17,0)
Versicherung	(10,8)	(11,6)
Reise- und Hotelkosten	(4,2)	(6,3)
Sonstige <sup>1)</sup>	(7,4)	(16,9)
<b>Total übriger Verwaltungsaufwand</b>	<b>(55,7)</b>	<b>(72,4)</b>

<sup>1)</sup> Sonstiges beinhaltet Leasing, Porto und Telekommunikation, Drucksachen und Büromaterial, Kantine, Public Relations, Grundstücke und weitere indirekte Steuern und übriger Verwaltungsaufwand.

**Finanzertrag**

(in Millionen USD)	2009	2008
Zinserträge	0,4	7,7
Übriger Finanzertrag	2,2	1,0
<b>Total Finanzertrag</b>	<b>2,6</b>	<b>8,7</b>

**Finanzaufwand**

(in Millionen USD)	2009	2008
Zinsaufwand	(116,0)	(112,9)
Refinanzierungskosten und Akkretionsaufwand	(25,4)	(14,6)
Akkreditivaufwand	(14,1)	(13,5)
Bank- und Kommissionsgebühren	(9,3)	(6,2)
Übriger Finanzaufwand	(2,4)	(1,8)
<b>Total Finanzaufwand</b>	<b>(167,2)</b>	<b>(149,0)</b>

## 6 Steuern

### Ertragssteuern

Die wichtigsten Komponenten des Ertragssteueraufwands für die per 31. Dezember 2009 und 2008 endenden Geschäftsjahre präsentieren sich wie folgt:

(in Millionen USD)	2009	2008
<b>Konsolidierte Gesamtergebnisrechnung</b>		
<i>Tatsächliche Ertragssteuern</i>		
Tatsächlicher Ertragssteueraufwand	(10,7)	(15,1)
Aufwand in Bezug auf die tatsächlichen Ertragssteuern der Vorjahre	(5,7)	(1,3)
<i>Latente Ertragssteuern</i>		
Im Zusammenhang mit Veränderungen der temporären Differenzen	5,3	48,0
Im Zusammenhang mit geänderten Ertragssteuersätzen	0,7	7,9
<b>Total (Ertragssteueraufwand)/Ertragssteuerertrag aus fortzuführenden Geschäftsbereichen</b>	<b>(10,4)</b>	<b>39,5</b>
<b>Summe der tatsächlichen und latenten Ertragssteuern im Zusammenhang mit Posten, die direkt im Eigenkapital erfasst wurden</b>		
<b>Total der im sonstigen Ergebnis ausgewiesenen Ertragssteuern</b>	<b>12,0</b>	<b>(9,2)</b>
<b>Total der im Eigenkapital ausgewiesenen Ertragssteuern</b>	<b>-</b>	<b>(4,0)</b>

Die Abstimmung zwischen dem tatsächlichen und dem erwarteten Ertragssteueraufwand für die per 31. Dezember 2009 und 2008 endenden Geschäftsjahre gestaltet sich wie folgt:

(in Millionen USD)	2009	2008
<b>Total Verlust aus fortzuführenden Geschäftsbereichen vor Ertragssteuern</b>	<b>(98,4)</b>	<b>(372,5)</b>
Erwarteter Ertragssteuerertrag zum Ertragssteuersatz des Hauptsitzes (2009: 10%; 2008: 10%)	9,8	37,2
Mit unterschiedlichen Ertragssteuersätzen versteuerter Gewinn	41,8	30,3
Auswirkung der Währungsumrechnung	(27,5)	-
Steuereffekt von steuerlich nicht abzugsfähigen Aufwendungen	(20,4)	(22,9)
Steuereffekt von steuerfreien Erträgen	17,3	6,6
Änderung des Ertragssteuersatzes	0,7	7,9
Anpassung in Bezug auf frühere Berichtszeiträume	(1,5)	(0,1)
Nutzung von zuvor nicht aktivierten steuerlichen Verlustvorträgen	2,4	5,1
Nicht verbuchte latente Ertragssteueransprüche für steuerliche Verlustvorträge	(32,5)	(25,8)
Übrige	(0,5)	1,2
<b>(Ertragssteueraufwand)/Ertragssteuerertrag aus fortzuführenden Geschäftsbereichen</b>	<b>(10,4)</b>	<b>39,5</b>

## Latente Ertragssteuern

Latente Ertragssteuern am 31. Dezember 2009 und 2008 beziehen sich auf die folgenden Sachverhalte:

(in Millionen USD)	2009	2008
<b>Latente Ertragssteueransprüche</b>		
Zeitliche Unterschiede:		
Immaterielle Vermögenswerte	4,5	1,8
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Forderungen	6,6	0,1
Verpflichtungen aus Personalvorsorge	39,7	40,6
Sonstige Vermögenswerte	12,0	0,9
Steuerliche Verlustvorräte und Steuergutschriften, die mit zukünftigen Gewinnen verrechnet werden können	78,9	93,8
<b>Total latente Ertragssteueransprüche</b>	<b>141,7</b>	<b>137,2</b>
<b>Latente Ertragssteuerverbindlichkeiten</b>		
Zeitliche Unterschiede:		
Sachanlagen	351,3	396,4
Immaterielle Vermögenswerte	20,7	11,8
Derivative Finanzinstrumente	12,2	5,7
Vorräte	4,4	20,5
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und weitere Verbindlichkeiten	4,4	9,1
Rückstellungen und übrige Verbindlichkeiten	51,3	50,7
<b>Total latente Ertragssteuerverbindlichkeiten</b>	<b>444,3</b>	<b>494,2</b>
<b>Latente Ertragssteuerverbindlichkeiten, netto</b>	<b>(302,6)</b>	<b>(357,0)</b>
<b>Ausgewiesen in der konsolidierten Bilanz als:</b>		
Latente Ertragssteueransprüche	40,0	96,0
Latente Ertragssteuerverbindlichkeiten	(342,6)	(453,0)
<b>Latente Ertragssteuerverbindlichkeiten, netto</b>	<b>(302,6)</b>	<b>(357,0)</b>

### Steuerliche Verlustvorräte

Die latenten Ertragssteueransprüche aus den per 31. Dezember 2009 geltend gemachten steuerlichen Verlustvorräten beziehen sich auf die Schweiz, Deutschland und Belgien. Die Realisierung von Ertragssteueransprüchen hängt von der Erwirtschaftung zukünftiger steuerbarer Gewinne in den Perioden ab, in denen diese temporären Differenzen abzugsfähig werden oder in denen steuerliche Verlustvorräte verrechnet werden können.

Steuerliche Verlustvorräte, auf denen keine latenten Ertragssteueransprüche geltend gemacht wurden, da deren Nutzung unwahrscheinlich ist, werden in der rechts stehenden Tabelle beschrieben.

### Ausschüttung von Dividenden

Aufgrund der erwarteten Anwendung relevanter EU-Richtlinien, Doppelbesteuerungsabkommen und Beteiligungsabzugs-

vorschriften hätte eine etwaige konzerninterne Ausschüttung von Dividenden keine oder nur begrenzte steuerliche Konsequenzen für die Gesellschaft.

(in Millionen USD)	2009	2008
Fälligkeit der unberücksichtigten steuerlichen Verlustvorräte		
Schweiz		
4 bis 7 Jahre	309,5	203,7
Belgien		
Keine Fälligkeit	78,2	36,6
Niederlande		
7 bis 9 Jahre	75,9	28,1
Übrige		
3 bis 6 Jahre	3,3	2,6
Keine Fälligkeit	0,8	12,6
<b>Total unberücksichtigte steuerliche Verlustvorräte</b>	<b>467,7</b>	<b>283,6</b>

## 7 Aufgegebene Geschäftsbereiche

### Aufgegebene Geschäftsbereiche im Laufe des Jahres 2009

#### *Veräusserung der Verarbeitungsanlage Antwerpen*

Am 23. Oktober 2009 schloss die Gesellschaft über einige ihrer Tochtergesellschaften eine rechtskräftige Vereinbarung zum Verkauf der Verarbeitungsanlage Antwerpen mit Eurotank Belgium B.V. ab. Dabei handelt es sich um eine hundertprozentige Tochtergesellschaft der Vitol Tank Terminals International B.V., Mitglied der Vitol Unternehmensgruppe. Die Veräusserung der Verarbeitungsanlage in Antwerpen stimmt überein mit der langfristigen Ausrichtung der Gesellschaft auf ihr Kerngeschäft Raffination. Der Bruttoverkaufspreis, ohne Kohlenwasserstofflager, belief sich auf USD 25,0 Millionen in bar. Die Gesellschaft verzeichnete eine Wertminderung in Höhe von USD 15,0 Millionen, um dem beizulegenden Zeitwert der Anlage, der innerhalb der aufgegebenen Geschäftsbereiche unter Position «Abschreibungen, Amortisationen und Wertminderungen» für das am 31. Dezember 2009 abgeschlossene Geschäftsjahr enthalten ist, Rechnung zu tragen. Der Einfluss auf die Ertragssteuern resultierte in einem Steuerertrag von USD 2,0 Millionen. Per 31. Dezember 2009 wurde die Verarbeitungsanlage Antwerpen als Veräusserungsgruppe klassifiziert. Die wichtigsten Klassen von zur Veräusserung gehaltenen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten finden sich in Anhang 8 «Zur Veräusserung gehaltene Nettovermögenswerte». Der Verkauf wurde am 12. Januar 2010 abgeschlossen. Die Ergebnisse der Verarbeitungsanlage Antwerpen sind in den aufgegebenen Geschäftsbereichen in unserer konsolidierten Gesamtergebnisrechnung für die per 31. Dezember 2009 und 2008 endenden Geschäftsjahre enthalten. Zudem beinhalten die aufgegebenen Geschäftsbereiche geschätzte Veräusserungskosten in Höhe von USD 4,5 Millionen.

#### *Einstellung des Betriebs der Raffinerie Teesside*

Am 5. November 2009 gab die Gesellschaft ihre Absicht bekannt, die Geschäftstätigkeiten in der Raffinerie Teesside aufgrund des derzeit ungünstigen Marktumfelds und der für die Aufrechterhaltung des Raffineriegeschäfts notwendigen Investitionsausgaben einzustellen. Der Betriebsstandort wird derzeit umfunktioniert in eine Vertriebs- und Lagerstätte. Aufgrund der neuen Umstände wurde anhand des Nutzungswerts eine Prüfung auf Wertminderung unter Anwendung eines Abzinsungssatzes von 8% durchgeführt. Da der gemäss Nutzungswert festgelegte geschätzte, erzielbare Betrag unter dem Nettobuchwert lag, wurde im Laufe des am 31. Dezember 2009 abgeschlossenen Geschäftsjahres eine Wertberichtigung in Höhe von USD 110,0 Millionen erfasst. Die Ergebnisse der Vertriebs- und Raffinerietätigkeiten der Raffinerie Teesside für die Jahre 2009 und 2008 wurden in aufgegebene Geschäftsbereiche umklassiert. Im Zusammenhang mit der Umfunktionierung erfasste die Gesellschaft eine Rückstellung

von USD 19,0 Millionen für den erwarteten Restrukturierungsaufwand einschliesslich Kosten zur Vertragsauflösung, Beratungshonorare, Leistungen an Arbeitnehmer und weitere direkt zurechenbare Kosten. Weitere Einzelheiten finden sich in Anhang 19 «Rückstellungen».

### Aufgegebene Geschäftsbereiche im Laufe des Jahres 2008

#### *Neudarstellung der Wertminderung der Verarbeitungsanlage Antwerpen*

Aufgrund des Rückgangs der Rohstoffpreise und des schlechteren Konjunkturmehrfelds wurde der erzielbare Betrag der Verarbeitungsanlage Antwerpen, auf der Grundlage der jährlichen Überprüfung der Werthaltigkeit, tiefer geschätzt als ihr Buchwert, was zu einer nicht zahlungswirksamen Wertminderung in Höhe von USD 87,5 Millionen führte. Darüber hinaus fielen in der Verarbeitungsanlage Antwerpen Wertminderungsaufwendungen von USD 6,0 Millionen für die Stilllegung von Anlagen an. Diese Wertminderungen wurden innerhalb der aufgegebenen Geschäftsbereiche neu unter der Position «Abschreibungen, Amortisationen und Wertminderungen» ausgewiesen.

#### *Übrige*

Im Verlauf des Jahres 2008 leistete die Gesellschaft Zahlungen in der Höhe von rund USD 0,9 Millionen und erhielt Zahlungen aus Forderungen in der Höhe von USD 0,9 Millionen im Zusammenhang mit dem Verkauf von nicht zum Kerngeschäft gehörenden Vermögenswerten im Jahr 2006. Zudem unterzog die Gesellschaft für die verbleibenden nicht zum Kerngeschäft gehörenden Forderungen am 31. Dezember 2008 einer Werthaltigkeitsprüfung und, in Übereinstimmung mit den IFRS, nahm die Gesellschaft Wertberichtigungen für diese Forderungen in der Höhe von USD 12,3 Millionen vor, da in Bezug auf die Absicht und Fähigkeit der Gegenpartei, die erforderlichen Zahlungen zu leisten, Zweifel bestanden. Rechtlich werden diese Forderungen nach wie vor eingetrieben. Am 31. Dezember 2008 bestanden rund USD 12,0 Millionen übrige Forderungen im Zusammenhang mit der Veräusserung von nicht zum Kerngeschäft gehörenden Vermögenswerten im Jahr 2006, wovon USD 11,7 Millionen im Jahr 2009 bezahlt wurden.

#### *Analyse des Ergebnisses aus aufgegebenen Geschäftsbereichen für das Geschäftsjahr*

Die kumulierten Ergebnisse der aufgegebenen Geschäftsbereiche (Verarbeitungsanlage Antwerpen, Geschäftstätigkeiten der Raffinerie Teesside und die verbleibenden, nicht zum Kerngeschäft gehörenden Forderungen für 2008) finden sich in der folgenden Tabelle. Die Vorjahreszahlen der Ergebnisrechnung und der Geldflussrechnung aus aufgegebenen Geschäftsbereichen wurden für Vergleichszwecke neu dargestellt.

Der Jahresverlust aus aufgegebenen Geschäftsbereichen setzt sich wie folgt zusammen:

(in Millionen USD)	2009	2008
<b>Ergebnisse aus aufgegebenen Geschäftsbereichen</b>		
Umsatzerlöse	1'413,1	3'745,6
Materialkosten	(1'311,7)	(3'662,8)
<b>Bruttomarge</b>	<b>101,4</b>	<b>82,8</b>
Personalaufwand	(35,5)	(43,0)
Betriebsaufwand	(61,1)	(86,9)
Abschreibungen, Amortisationen und Wertminderungen	(144,5)	(117,2)
Restrukturierungsaufwand	(19,0)	–
Übriger Verwaltungsaufwand	(6,6)	(3,0)
<b>Betriebsverlust</b>	<b>(165,3)</b>	<b>(167,3)</b>
Finanzertrag	0,2	–
Finanzaufwand	(0,3)	(1,0)
<b>Verlust vor Ertragssteuern</b>	<b>(165,4)</b>	<b>(168,3)</b>
Ertragssteuerertrag/ (Ertragssteueraufwand)	24,3	(2,1)
<b>Ergebnis aus aufgegebenen Geschäftsbereichen</b>	<b>(141,1)</b>	<b>(170,4)</b>
<b>Verlust aus Verkauf aufgebener Geschäftsbereiche</b>	<b>–</b>	<b>(13,2)</b>
<b>Total Verlust aus aufgegebenen Geschäftsbereichen</b>	<b>(141,1)</b>	<b>(183,6)</b>
<b>Ergebnis je Aktie aus aufgegebenen Geschäftsbereichen (in USD) <sup>1)</sup></b>		
Unverwässert	(1.81)	(2.47)
Verwässert	(1.81)	(2.47)

<sup>1)</sup> Im Zusammenhang mit dem Bezugsrechtsangebot wurde das Ergebnis je Aktie für 2008 rückwirkend angepasst, um der den Aktionären im September 2009 gewährten Bezugsrechtsemission gerecht zu werden. Da die Bezugsrechtsemission mit einem Abschlag (CHF 16.90) gegenüber dem Marktwert (CHF 27.50) angeboten wurde, erfolgte in Übereinstimmung mit IAS 33 *Ergebnis je Aktie* eine Anpassung der gewichteten durchschnittlichen Anzahl der während 2009 und 2008 ausstehenden Aktien. Die Anpassung führte zu einem Anstieg des gewichteten Durchschnitts ausstehender Aktien (unverwässert und verwässert) in den Jahren 2009 und 2008 von rund 8 %.

Der Geldfluss aus aufgegebenen Geschäftsbereichen ist wie folgt:

(in Millionen USD)	2009	2008
Geschäftstätigkeit	19,5	38,4
Investitionstätigkeit	(10,5)	(35,9)
Finanzierungstätigkeit	–	–
<b>Nettogeldzufluss</b>	<b>9,0</b>	<b>2,5</b>

## 8 Zur Veräußerung gehaltene Nettovermögenswerte

Die wichtigsten Klassen von zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten der Verarbeitungsanlage Antwerpen per 31. Dezember 2009 sind die Folgenden:

(in Millionen USD)	2009
Flüssige Mittel	0,1
Übrige Forderungen und aktive Rechnungsabgrenzungen	2,6
Vorräte	34,0
Sachanlagen	41,6
Übrige finanzielle Vermögenswerte	9,9
<b>Total zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte</b>	<b>88,2</b>
Übrige Verbindlichkeiten und passive Rechnungsabgrenzungen	16,0
Tatsächliche Ertragssteuerverbindlichkeiten	0,2
Verpflichtungen aus Personalvorsorge	8,3
Rückstellungen	5,5
Übrige finanzielle Verbindlichkeiten	0,6
<b>Total zur Veräußerung gehaltene Verbindlichkeiten</b>	<b>30,6</b>
<b>Zur Veräußerung gehaltene Nettovermögenswerte</b>	<b>57,6</b>

## 9 Flüssige Mittel

Die flüssigen Mittel für die per 31. Dezember 2009 und 2008 endenden Geschäftsjahre präsentieren sich wie folgt:

(in Millionen USD)	2009	2008
Barmittel	10,5	200,1
Kurzfristige Festgeldanlagen	0,7	9,7
<b>Total flüssige Mittel</b>	<b>11,2</b>	<b>209,8</b>

Barmittel bei Banken bringen variable Zinserträge, basierend auf den Zinssätzen der jeweiligen Bank für diese Einlagen. Kurzfristige Festgeldanlagen erfolgen für verschiedene Zeiträume, zwischen einem Tag und drei Monaten, abhängig von den bevorstehenden Barmittelerfordernissen des Unternehmens. Die erzielten Zinserträge basieren auf den entsprechenden Zinssätzen für kurzfristige Festgeldanlagen. Siehe Anhang 27 «Finanzinstrumente» für den beizulegenden Zeitwert der flüssigen Mittel.

Am 31. Dezember 2009 waren von der Gesamtsumme der flüssigen Mittel keine Beträge im Rahmen der Kreditverträge verpfändet (2008: USD 175,2 Millionen).

Die flüssigen Mittel setzen sich aus den folgenden Währungen zusammen:

(in Millionen USD)	2009	2008
USD	4,5	72,0
EUR	4,8	25,5
CHF	0,4	8,4
GBP	0,1	103,6
CZK	1,4	0,3
<b>Total flüssige Mittel</b>	<b>11,2</b>	<b>209,8</b>

## 10 Vorräte

Im Geschäftsjahr 2009 wurden keine Wertberichtigungen auf unkurante Rohstoffe und Fertigerzeugnisse vorgenommen (2008: USD 4,2 Millionen). Am 31. Dezember 2009 waren von der Gesamtsumme des Vorratsvermögens USD 1'213,1 Millionen (2008: USD 1'063,7 Millionen) als Sicherheit für die Kreditfazilitäten des Unternehmens verpfändet.

(in Millionen USD)	2009	2008
Rohstoffe	825,5	604,0
Fertigerzeugnisse	808,1	682,2
Übriges Material	50,9	54,1
<b>Total Vorräte</b>	<b>1'684,5</b>	<b>1'340,3</b>

## 11 Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Forderungen

### Forderungen aus Lieferungen und Leistungen

(in Millionen USD)	2009	2008
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	1'052,2	1'222,5
Delkretere	(0,8)	(1,2)
<b>Total Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, netto</b>	<b>1'051,4</b>	<b>1'221,3</b>

Die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sind unverzinst und in der Regel vertraglich innerhalb einer Frist von 5 bis 35 Tagen fällig.

Am 31. Dezember stellte sich die Altersanalyse der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen folgendermassen dar:

(in Millionen USD)	2009	2008
Weder fällig noch wertgemindert	1'025,4	1'139,8
Fällig seit		
weniger als 30 Tagen	23,0	62,5
zwischen 31 und 60 Tagen	0,1	6,5
zwischen 61 und 90 Tagen	1,1	3,5
zwischen 91 und 180 Tagen	1,0	3,8
zwischen 181 und 360 Tagen	0,8	4,5
mehr als 360 Tagen	–	0,7
<b>Total Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, netto</b>	<b>1'051,4</b>	<b>1'221,3</b>

Am 31. Dezember setzten sich die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus den folgenden Währungen zusammen:

(in Millionen USD)	2009	2008
USD	103,6	407,0
EUR	632,8	503,7
CHF	73,2	52,4
GBP	198,0	244,8
CZK	43,8	13,4
<b>Total Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, netto</b>	<b>1'051,4</b>	<b>1'221,3</b>

Per 31. Dezember 2009 waren Forderungen aus Lieferungen und Leistungen mit einem Nominalwert von USD 0,8 Millionen (2008: USD 1,2 Millionen) wertgemindert, wofür in vollem Umfang Wertberichtigungen gebildet worden sind. Die Veränderungen der Wertberichtigungen der Forderungen gestaltet sich wie folgt:

(in Millionen USD)	Total	Individuell im Wert gemindert	Kollektiv im Wert gemindert
Stand am 1. Januar 2008	2,2	1,7	0,5
Aufwand des Jahres	0,8	0,8	–
Genutzt	(1,5)	(1,4)	(0,1)
Auflösung ungenutzter Wertberichtigungen	(0,3)	(0,3)	–
<b>Stand am 31. Dezember 2008</b>	<b>1,2</b>	<b>0,8</b>	<b>0,4</b>
Aufwand des Jahres	0,4	0,4	–
Genutzt	(0,1)	(0,1)	–
Auflösung ungenutzter Wertberichtigungen	(0,7)	(0,3)	(0,4)
<b>Stand am 31. Dezember 2009</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>–</b>

Von der Gesamtsumme der am 31. Dezember 2009 ausgewiesenen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen wurden USD 962,6 Millionen (2008: USD 1'167,1 Millionen) als Sicherheit für die Kreditfazilitäten der Gruppe verpfändet.

#### Factoring-Vereinbarung

Am 8. Juni 2009 hat eine unserer Tochtergesellschaften eine unverbindliche Factoring-Vereinbarung über rund USD 250 Millionen unterzeichnet, die zum Verkauf einiger unserer grösseren Forderungen aus Ölgeschäften (die «Factoring-Vereinbarung») geführt hat. Die Factoring-Vereinbarung bezieht sich auf verkaufsberechtigte grössere Forderungen aus Ölgeschäften. Die anspruchsberechtigten Forderungen werden zu ihrem Nennwert veräussert, abzüglich des Finanzierungssatzes der Bank, plus eine Marge, die unter jener der Betriebskreditfazilität liegt. Per 31. Dezember 2009 hat die Gesellschaft USD 159,3 Millionen im Rahmen dieser Vereinbarung beansprucht.

Am 5. Februar 2008 gingen einige der Tochtergesellschaften des Unternehmens eine verpflichtende, regresslose Factoring-Vereinbarung ein, die zum Verkauf einiger der grössten Forderungen des Unternehmens im Rahmen von Ölgeschäften (oil major receivables – «OMR») führte. Von den verfügbaren

OMR kamen bestimmte grössere Forderungen für den Verkauf in Frage. Die entsprechenden Forderungen wurden diskontiert und mit einem Abschlag auf ihren Nominalwert verkauft. Der Diskontsatz berechnete sich aus einer Gesamtmenge, die geringer ausfiel, als die Marge des RCF und LIBOR (bzw. des EONIA, bei auf EURO lautenden Forderungen). Die Factoring-Vereinbarung wurde in gegenseitigem Einverständnis per 15. Oktober 2008 gekündigt.

#### Übrige Forderungen und aktive Rechnungsabgrenzungen

(in Millionen USD)	2009	2008
Forderungen gegenüber assoziierten Gesellschaften	1,2	1,5
Steuern, ausser Ertragssteuern	31,6	115,3
Übrige Forderungen und aktive Rechnungsabgrenzungen	67,0	69,6
<b>Total übrige Forderungen und aktive Rechnungsabgrenzungen</b>	<b>99,8</b>	<b>186,4</b>

Übrige Forderungen und aktive Rechnungsabgrenzungen bestehen hauptsächlich aus Forderungen im Zusammenhang mit Pflichtlagerhaltung in Höhe von USD 26,5 Millionen (2008: USD 18,4 Millionen), USD 9,2 Millionen beziehen sich auf eine Kautions für Verbrauchssteuern und USD 4,4 Millionen beziehen sich auf vorausbezahlte Versicherungen.



## 12 Immaterielle Vermögenswerte

Änderungen bei den immateriellen Vermögenswerten für die per 31. Dezember 2009 und 2008 endenden Geschäftsjahre präsentieren sich wie folgt:

(in Millionen USD)	Anhang	Software	Pacht	Übrige immaterielle Vermögenswerte	Immaterielle Vermögenswerte in Errichtung	Total
<b>Anschaffungswert</b>						
Stand am 1. Januar 2008		19,3	26,8	8,7	6,2	61,0
Zugänge durch Akquisition		1,9	–	–	–	1,9
Abschliessende Kaufpreisallokation und Umgliederungsanpassungen		2,5	–	47,0	–	49,5
Zugänge		15,6	–	–	4,8	20,4
Abgänge		–	–	(1,6)	–	(1,6)
Umgliederung		12,7	–	–	(5,2)	7,5
<b>Stand am 31. Dezember 2008</b>		<b>52,0</b>	<b>26,8</b>	<b>54,1</b>	<b>5,8</b>	<b>138,7</b>
Zugänge		–	–	–	1,9	1,9
Abgänge		–	–	(0,8)	–	(0,8)
Umgliederung		8,4	–	7,7	(6,6)	9,5
<b>Stand am 31. Dezember 2009</b>		<b>60,4</b>	<b>26,8</b>	<b>61,0</b>	<b>1,1</b>	<b>149,3</b>
<b>Kumulierte Amortisationen</b>						
Stand am 1. Januar 2008		2,0	0,6	2,1	–	4,7
Abschliessende Kaufpreisallokation und Umgliederungsanpassungen		–	–	2,4	–	2,4
Amortisationen – fortzuführen		8,2	0,7	10,3	–	19,2
Amortisationen – aufgegeben <sup>1)</sup>	7	0,6	–	–	–	0,6
Abgänge		–	–	(1,6)	–	(1,6)
<b>Stand am 31. Dezember 2008</b>		<b>10,8</b>	<b>1,3</b>	<b>13,2</b>	<b>–</b>	<b>25,3</b>
Amortisationen – fortzuführen		15,1	0,7	7,2	–	23,0
Amortisationen – aufgegeben <sup>1)</sup>	7	0,6	–	–	–	0,6
Abgänge		–	–	(0,2)	–	(0,2)
Umgliederung		(1,8)	–	3,1	–	1,3
<b>Stand am 31. Dezember 2009</b>		<b>24,7</b>	<b>2,0</b>	<b>23,3</b>	<b>–</b>	<b>50,0</b>
<b>Nettobuchwert am</b>						
1. Januar 2008		17,3	26,2	6,6	6,2	56,3
31. Dezember 2008		41,2	25,5	40,9	5,8	113,4
<b>31. Dezember 2009</b>		<b>35,7</b>	<b>24,8</b>	<b>37,7</b>	<b>1,1</b>	<b>99,3</b>

<sup>1)</sup> Neu dargestellt, um den Auswirkungen der aufgegebenen Geschäftsbereiche im Zusammenhang mit der Raffinerie Teesside gerecht zu werden.

## 13 Sachanlagen

Änderungen in den Sachanlagen für die per 31. Dezember 2009 und 2008 endenden Geschäftsjahre präsentieren sich wie folgt:

	Anhang	Grundstücke und Gebäude	Maschinen und Betriebs-einrichtung	Übrige Sachanlagen	Anlagen im Bau	Total
(in Millionen USD)						
<b>Anschaffungswert</b>						
Stand am 1. Januar 2008		159,4	3'364,7	33,4	77,1	3'634,6
Zugänge durch Akquisition		66,5	294,4	–	12,9	373,8
Abschliessende Kaufpreisallokation und Umgliederungsanpassungen		228,3	(238,7)	–	–	(10,4)
Zugänge		5,1	100,1	1,0	194,9	301,1
Abgänge		(5,8)	(33,6)	–	–	(39,4)
Umgliederung		(0,2)	54,3	(7,5)	(59,1)	(12,5)
<b>Stand am 31. Dezember 2008</b>		<b>453,3</b>	<b>3'541,2</b>	<b>26,9</b>	<b>225,8</b>	<b>4'247,2</b>
Abschliessende Kaufpreisallokation und Umgliederungsanpassungen	30	(16,5)	(12,8)	–	–	(29,3)
Zugänge		–	–	2,0	343,8	345,8
Abgänge		–	(19,4)	(1,9)	–	(21,3)
Umgliederung		21,5	268,0	15,8	(343,9)	(38,6)
Zur Veräusserung gehalten klassifiziert <sup>1)</sup>	8	(4,1)	(151,4)	(1,3)	(5,2)	(162,0)
<b>Stand am 31. Dezember 2009</b>		<b>454,2</b>	<b>3'625,6</b>	<b>41,5</b>	<b>220,5</b>	<b>4'341,8</b>
<b>Kumulierte Abschreibungen</b>						
Stand am 1. Januar 2008		8,4	269,4	15,6	–	293,4
Abschliessende Kaufpreisallokation und Umgliederungsanpassungen		–	(2,4)	–	–	(2,4)
Abschreibungen – fortzuführen		6,3	200,4	2,4	–	209,1
Abschreibungen – aufgegeben <sup>2)</sup>	7	0,3	22,8	–	–	23,1
Wertminderung – fortzuführen		–	2,0	–	–	2,0
Wertminderung – aufgegeben <sup>2)</sup>	7	–	93,5	–	–	93,5
Abgänge		(2,4)	(29,7)	–	–	(32,1)
Umgliederung		–	3,0	(3,2)	–	(0,2)
<b>Stand am 31. Dezember 2008</b>		<b>12,6</b>	<b>559,0</b>	<b>14,8</b>	<b>–</b>	<b>586,4</b>
Abschreibungen – fortzuführen		4,2	243,9	4,4	–	252,5
Abschreibungen – aufgegeben <sup>3)</sup>	7	0,3	18,1	0,2	–	18,6
Wertminderung – fortzuführen		4,1	2,5	–	–	6,6
Wertminderung – aufgegeben <sup>3)</sup>	7	–	125,3	–	–	125,3
Abgänge		–	(18,0)	(1,1)	–	(19,1)
Umgliederung		2,2	(33,1)	(0,3)	–	(31,2)
Zur Veräusserung gehalten klassifiziert <sup>1)</sup>	8	(0,8)	(118,6)	(1,0)	–	(120,4)
<b>Stand am 31. Dezember 2009</b>		<b>22,6</b>	<b>779,1</b>	<b>17,0</b>	<b>–</b>	<b>818,7</b>
<b>Nettobuchwert am</b>						
1. Januar 2008		151,0	3'095,3	17,8	77,1	3'341,2
31. Dezember 2008		440,7	2'982,2	12,1	225,8	3'660,8
<b>31. Dezember 2009</b>		<b>431,6</b>	<b>2'846,5</b>	<b>24,5</b>	<b>220,5</b>	<b>3'523,1</b>

<sup>1)</sup> Der Verarbeitungsanlage Antwerpen zurechenbar.

<sup>2)</sup> Neu dargestellt, um den Auswirkungen der aufgegebenen Geschäftsbereiche im Zusammenhang mit der Verarbeitungsanlage Antwerpen und der Anlage in Teesside gerecht zu werden.

<sup>3)</sup> Der Verarbeitungsanlage Antwerpen und der Anlage in Teesside zurechenbar.

Der am 31. Dezember 2009 in den Sachanlagen enthaltene Buchwert von Finanzierungsleasingverträgen betrug USD 29,8 Millionen (2008: USD 31,5 Millionen). Am 31. Dezember 2009 waren Sachanlagevermögen im Betrage von USD 11,4 Millionen (2008: USD Null) als Sicherheit für die Kreditfazilität verpfändet.

Die Gesellschaft hatte per 31. Dezember 2009 Kaufverpflichtungen für Sachanlagen im Betrage von USD 19,7 Millionen (2008: USD 32,2 Millionen).

## 14 Anteile an assoziierten Unternehmen

Die folgende Tabelle illustriert die zusammengefassten Finanzinformationen über Anteile der Gesellschaft an assoziierten Unternehmen per 31. Dezember 2009 und 2008.

(in Millionen USD)	31. Dezember	
	2009	2008
Umlaufvermögen	78,9	83,9
Anlagevermögen	80,1	81,2
<b>Total Aktiven</b>	<b>159,0</b>	<b>165,1</b>
Kurzfristige Verbindlichkeiten	(66,4)	(64,3)
Langfristige Verbindlichkeiten	(25,0)	(27,7)
<b>Total Verbindlichkeiten</b>	<b>(91,4)</b>	<b>(92,0)</b>
<b>Nettovermögen</b>	<b>67,6</b>	<b>73,1</b>
<b>Unternehmensanteil am Nettovermögen der assoziierten Unternehmen</b>	<b>21,2</b>	<b>22,8</b>

(in Millionen USD)	Geschäftsjahr per 31. Dezember	
	2009	2008
Umsatzerlöse	40,0	31,2
Verlust	(2,4)	(4,5)
<b>Unternehmensanteil an den Umsatzerlösen der assoziierten Unternehmen</b>	<b>12,3</b>	<b>9,8</b>
<b>Unternehmensanteil am Verlust der assoziierten Unternehmen</b>	<b>(1,6)</b>	<b>(2,0)</b>

Eine vollständige Liste der assoziierten Unternehmenseinheiten der Gesellschaft, der Firmensitze und der Beteiligungsanteile findet sich in Anhang 31 «Tochtergesellschaften». Der Bilanzstichtag der Sempachtank AG wurde 2009 vom 30. September auf den 31. Dezember verlegt.

### Akquisitionen

Während des Jahres 2009 gab es keine Akquisitionen von Anteilen an assoziierten Unternehmen. 2008 wurden folgende Akquisitionen von Anteilen an assoziierten Unternehmen getätigt:

*PBF Investment LLC and Affiliates, USA*, eine Partnerschaft und eine damit verbundene Gesellschaft mit beschränkter Haftung (Limited Liability Company «LLC») wurde am 1. März 2008 gemeinsam mit der Blackstone Group und First Reserve Corporation gegründet, um in den Vereinigten Staaten von Amerika, deren Hoheitsgebiete und in Ostkanada Akquisitionen von Rohölraffinerien zu evaluieren. Die Gesellschaft hält etwa 35% an der Partnerschaft und LLC. Per 31. Dezember 2009 hat sich die Gesellschaft mit USD 10,9 Millionen an der Partnerschaft und LLC beteiligt. Im Laufe des Geschäftsjahres 2009 wurde ein Verlust in der Höhe von USD 2,1 Millionen (2008: Verlust von USD 2,5 Millionen) verbucht.

*Raffinerie du Midi, Frankreich*, ist eine Gesellschaft, die Tanklagereinrichtungen betreibt. Die Investition war Teil einer Akquisition der französischen Raffinerien, die am 31. März 2008 abgeschlossen wurde. Die bedeutendsten Aktionäre sind Total, Exxon und die Gesellschaft (33,3% Beteiligung).

*Groupement Pétrolier de Saint Pierre des Corps in Frankreich* ist eine Unternehmenseinheit, die eine Tanklagereinrichtung in Tours betreibt. Die Investition war Teil einer Akquisition der französischen Raffinerien, die am 31. März 2008 abgeschlossen wurde. Die bedeutendsten Aktionäre sind Total, Exxon und die Gesellschaft (20% Beteiligung).

## 15 Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte

Unternehmen		2009	2008
Entrepôt Pétrolier de Valenciennes, Haulchin, Frankreich	Beteiligung	16,0 %	16,0 %
	Beizulegender Zeitwert (in Mio. USD)	1,6	1,6
RBE – Rheinische Bio Ester GmbH & Co. KG, Neuss, Deutschland	Beteiligung	15,0 %	15,0 %
	Buchwert (in Mio. USD)	–	1,7
Entrepôt Pétrolier de Mulhouse, Illzach, Frankreich	Beteiligung	14,3 %	14,3 %
	Beizulegender Zeitwert (in Mio. USD)	5,5	5,5
SAPPRO SA (Société du Pipeline à Produits Pétroliers sur Territoire Genevois), Vernier, Schweiz	Beteiligung	12,3 %	12,3 %
	Buchwert (in Mio. USD)	0,5	0,5
Société des Transports Pétroliers par Pipeline (Trapil), Paris, Frankreich	Beteiligung	5,5 %	5,5 %
	Beizulegender Zeitwert (in Mio. USD)	20,6	20,6
Übrige	Buchwert (in Mio. USD)	0,4	0,6
<b>Total zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte</b>		<b>28,6</b>	<b>30,5</b>

Mit der Akquisition der französischen Raffinerien im März 2008 erwarb die Gesellschaft eine 16,0%-Beteiligung an Entrepôt Pétrolier de Valenciennes, Haulchin, und eine 14,3%-Beteiligung an Entrepôt Pétrolier de Mulhouse, Illzach. Während des dritten Quartals 2008 erwarb die Gesellschaft eine Beteiligung von 5,5% an der Société des Transports Pétroliers par Pipeline («Trapil»), Paris, die vollumfänglich in Frankreich liegt, für USD 20,6 Millionen als Teil des ursprünglichen Akquisitionsabkommens der französischen Raffinerien. Der beizulegende Zeitwert für die am 31. Dezember 2009 und 2008 zur Veräußerung verfügbaren finanziellen Vermögenswerte hatte denselben Wert wie der Kaufpreis.

Der beizulegende Zeitwert für SAPPRO SA (Société du Pipeline à Produits Pétroliers sur Territoire Genevois) konnte nicht zuverlässig ermittelt werden und wird daher zu Anschaffungskosten bewertet. Während des Geschäftsjahres 2009 wurde der Wert der Anteile der Gesellschaft an RBE – Rheinische Bio Ester GmbH & Co. KG wegen des erwartungsgemäss anhaltenden Rückgangs des Geschäfts mit Biodiesel um USD 1,7 Millionen vermindert. In Übereinstimmung mit IFRS wurde die Wertminderung in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung unter dem Posten «Finanzaufwand» verbucht.

Die Gesellschaft weist Dividendeneinnahmen aus Beteiligungen aus, wenn diese beschlossen werden.

Die Aktien der obigen Unternehmen sind nicht börsenkotiert.

## 16 Verzinsliche Darlehen und Kredite

(in Millionen USD)	2009	2008	Zinssatz	Fälligkeit	Währung
<b>Kurzfristige</b>					
Neue Betriebskreditfazilität	138,8	–	LIBOR + (Marge 2,75 %–4 %)	Auf Verlangen	USD
Alte Betriebskreditfazilität	–	230,0	Kapitalbeschaffungs- kosten + 1,0 %	Auf Verlangen	USD
Kreditfazilitäten <sup>1)</sup>	24,3	23,4	LIBOR	Auf Verlangen	CHF
<b>Total kurzfristige (zum Nennwert)</b>	<b>163,1</b>	<b>253,4</b>			
Kurzfristige Darlehen und Kredite (zu fortgeführten Anschaffungskosten)	149,6	249,1			
<b>Total kurzfristige</b>	<b>149,6</b>	<b>249,1</b>			
<b>Langfristige</b>					
Wandelanleihe 2015	150,0	–	4,000 %	Okt. 2015	USD
Wandelanleihe 2013	–	500,0	3,375 %	März 2013	USD
Unternehmensanleihe 2019	400,0	–	9,375 %	Sept. 2019	USD
Unternehmensanleihe 2017	600,0	600,0	7,000 %	Mai 2017	USD
Unternehmensanleihe 2014	600,0	600,0	6,750 %	Mai 2014	USD
<b>Wandelanleihe/Unternehmens- anleihen (zum Nennwert)</b>	<b>1'750,0</b>	<b>1'700,0</b>			
Wandelanleihe (Fremdkapitalkomponente zu fortgeführten Anschaffungskosten)	111,9	448,1			
Unternehmensanleihen (zu fortgeführten Anschaffungskosten)	1'571,9	1'184,7			
<b>Total langfristige</b>	<b>1'683,8</b>	<b>1'632,8</b>			

<sup>1)</sup> Kreditfazilität für Schweizer Pflichtlager.

### Kurzfristige

#### Betriebskreditfazilität

*Neue revolvingende Betriebskreditfazilität («Neue RCF»)*

Einige unserer Tochtergesellschaften sind im Rahmen eines Vertrages vom 16. Oktober 2009 an einer verbindlich gesicherten revolvingenden Betriebskreditfazilität (Revolving Credit Facility – «RCF») in Höhe von USD 1,05 Milliarden beteiligt, die unsere frühere Betriebskreditfazilität ersetzt hat. Die Neue RCF beinhaltet eine Option, die Kreditlinie auf bis zu USD 2,0 Milliarden zu erhöhen, und zwar auf einer zuvor genehmigten, aber unverbindlichen Basis, primär in Verbindung mit höheren Betriebskapitalerfordernissen oder im Zusammenhang mit künftigen Akquisitionen. Die Gesellschaft hat auch Zugang zu wesentlichen unverbindlichen Kreditlinien durch die Zusage von Banken und dadurch die Möglichkeit erhöhter Liquidität. Ab dem 31. De-

zember 2009 hatte die Gesellschaft durch die Neue RCF eine zusätzliche unverbindliche Kreditlinie von USD 1,06 Milliarden, was den Gesamtumfang der Neuen RCF auf USD 2,11 Milliarden erhöht.

Die Neue RCF ist, vorbehaltlich der Höhe des Umlaufvermögens als Belehnungslimite, in Form von Kreditbriefen, kurzfristigen Darlehen und Überziehungskrediten verfügbar. Barkredite und revolvingende Kredite zusammen dürfen 60 % der zugesagten Kreditfazilität nicht überschreiten und die Überziehungskredite sind auf USD 100 Millionen beschränkt. Der Zinssatz für Barausleihungen entspricht dem Gesamtbetrag aus dem LIBOR plus einer Marge und Fixkosten. Die Marge ist abhängig von einem Preisraster, welche auf Grundlage des Verhältnisses von Nettoverschuldung zu Nettoeigenkapital des Unternehmens festgelegt wird. Die Marge reicht von 2,75 % bis

4,00% für ein Verhältnis von weniger als 25% beziehungsweise mehr als 60%. Die Kommissionen für die Finanzierungsinstrumente unterliegen ebenfalls einer Preistabelle, die durch die Bestimmung des Verhältnisses zwischen Nettoverschuldung und Nettoeigenkapital der Gesellschaft festgelegt wird.

Kreditaufnahmen unter der RCF sind gemeinschaftlich und einzeln von bestimmten Tochtergesellschaften garantiert und durch bestimmte Vermögenswerte der Kreditnehmer und der Garantiegeber abgesichert. Die Form einer derartigen Absicherung umfasst gewisse Sicherheiten in Form von Bankkonten (bei beteiligten Banken), Vorräten, Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Sachanlagen. In Verbindung mit vertraglich definierter Nichterfüllung kann der entsprechende «Security Agent» der RCF unter bestimmten Umständen die Pfändung der unter Pfand stehenden Vermögenswerte erwirken. Die als Sicherheit verpfändeten Vermögenswerte werden im Anhang 10 «Vorräte» und Anhang 11 «Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Forderungen» angegeben. Diese Verpfändungen erlöschen am 16. Oktober 2012 mit Auslauf der Neuen RCF.

Der Saldo aus Bankdarlehen und Überziehungskrediten im Rahmen der Neuen RCF beträgt USD 138,8 Millionen. Die diesbezüglichen Finanzierungskosten von USD 14,5 Millionen wurden aktiviert und werden über die dreijährige Laufzeit der Neuen RCF amortisiert. Der Buchwert dieser Kosten beträgt per 31. Dezember 2009 USD 13,5 Millionen.

Am 16. Oktober 2009 ersetzte die Neue RCF die Alte Betriebskreditfazilität.

#### *Alte Betriebskreditfazilität («Alte RCF»)*

Einige unserer Tochterunternehmen waren an einem Abkommen über eine zugesagte, gesicherte Betriebskreditfazilität über USD 1,2 Milliarden beteiligt, die am 16. Oktober 2009 aufgehoben und durch die Neue RCF ersetzt wurde. Zudem konnte die Gesellschaft zusätzliche Mittel auf unverbindlicher Basis im Rahmen derselben Kreditfazilität erhalten.

Die Alte RCF war, vorbehaltlich der Höhe des Umlaufvermögens als Belehnungslimite, in Form von Akkreditiven, kurzfristigen Darlehen und Überziehungskrediten verfügbar. Im Rahmen des verbindlichen Dispositionskredites durften Barkredite und Betriebskredite zusammen nicht mehr als 60% der zugesagten Gesamtsumme der Alten RCF darstellen. Überziehungskredite bei Banken waren auf USD 100 Millionen beschränkt. Revolvierende Darlehen und Überziehungskredite wurden bei der Alten RCF mit einem Zinssatz verzinst, der sich

im Jahre 2008 und bis zum 3. Februar 2009 aus der Marge von Kapitalbeschaffungskosten plus 1,0% ergab und vom 3. Februar 2009 bis zur Aufhebung im Oktober 2009 aus der Marge von Kapitalbeschaffungskosten plus 1,75% zusammensetzte. Die Kommissionen für die Finanzierungsinstrumente änderten sich je nach Finanzierungstyp.

Der Saldo aus Bankdarlehen und Überziehungskrediten im Rahmen der Alten RCF betrug USD 230,0 Millionen und der Buchwert der kapitalisierten Finanzierungskosten belief sich per 31. Dezember 2008 auf USD 4,3 Millionen.

#### *Sonstige Betriebskapitalfazilitäten*

Einem unserer Tochterunternehmen steht im Zusammenhang mit Schweizer Pflichtlagern eine kleinere Betriebskapitalfazilität zur Verfügung, davon wurden per 31. Dezember 2009 USD 24,3 Millionen (2008: USD 23,4 Millionen) beansprucht.

#### **Kreditvertragsauflagen**

Die neue Betriebskreditfazilität enthält Vertragsauflagen, die einige unserer Aktivitäten einschränken könnten. Dazu gehören Beschränkungen hinsichtlich der Schaffung oder Duldung gewisser Sicherheiten, der Teilnahme an gewissen Fusionen und Konsolidierungen, des Verkaufs oder anderweitiger Abgänge gewisser Sachanlagen, des Ausstellens gewisser Garantien, der Gewährung bestimmter Darlehen, das Eingehens bestimmter Beteiligungen, der Übernahme weiterer Schuldverpflichtungen, bestimmter zusätzlicher Schulden oder anderer Zahlungseinschränkungen, sowie der Anpassung/Änderung wesentlicher Verträgen.

Die Neue RCF-Vereinbarung enthält zudem drei finanzielle Vertragsauflagen, die quartalsweise berechnet werden und uns zur Einhaltung folgender Rahmenbedingungen verpflichten:

- Konsolidierte Netto-Aktiven («consolidated tangible net worth») in Höhe von mindestens USD 1,5 Milliarden;
- Clean-EBITDA (nach Definition in der RCF-Dokumentation) gegenüber dem Nettozinsaufwand mindestens im Verhältnis 2,5 zu 1,0 für die vier vorangegangenen aufeinanderfolgenden Quartale zu halten; und
- ein Minimumverhältnis von Umlaufvermögen zu kurzfristigen Verbindlichkeiten von 1,05 zu 1.

Die Einhaltung dieser Vertragsklauseln wird in der Dokumentation zur Neuen RCF definiert.

Am 31. Dezember 2009 lag das Verhältnis des Clean-EBITDA zum Nettozinsaufwand unter 2,5 zu 1,0. Am 27. Januar 2010 erhielt die Gesellschaft in Bezug auf diese Vertragsauflage

eine Verzichtserklärung für das vierte Quartal 2009 bis zum dritten Quartal 2010. Während der Verzichtserklärungsperiode und solange das Verhältnis des Clean-EBITDA zum Netozinsaufwand unter 2,5 zu 1 liegt, wird die Zinsspanne auf Barkredite um 0,25 % erhöht und die Gesellschaft muss eine zusätzliche Kreditvertragsauflage erfüllen, wonach der freie Geldfluss («Free Cash Flow») der Gesellschaft vor Änderungen im Betriebskapital, gemäss der Definition in der Dokumentation der Verzichtserklärung, in der Periode ab 1. Januar 2010 und an jedem Quartalsende nicht mehr als minus USD 250 Millionen betragen darf.

#### *Alte Betriebskreditfazilität*

Die Alte RCF-Vereinbarung enthielt auch gewisse finanzielle Kreditvertragsauflagen, einschliesslich Klauseln, die uns zur Einhaltung folgender Rahmenbedingungen verpflichteten:

- Konsolidierte Netto-Aktiven («consolidated tangible net worth») von mindestens USD 1,0 Milliarden; und
- EBITDA zum Netozinsaufwand mindestens im Verhältnis 2,5 zu 1,0.

Am 3. Februar 2009 erhielten wir eine Verzichtserklärung für das vierte Quartal 2008 in Bezug auf die Auflagenkennzahl EBITDA gegenüber Netozinsaufwand, und wir hatten zudem die Auflagenkennzahl der EBITDA so geändert, dass Auswirkungen von Ölpreisschwankungen für diese Berechnung ausgeschlossen waren. Die «neue» Definition war bis zum 16. Oktober 2009 gültig.

## Langfristige

### Wandelanleihe

*Wandelanleihe über USD 150 Millionen, 4,0 %, fällig 2015 («WA 2015»)*

Die Petroplus Finance Ltd., eine Tochtergesellschaft, hat am 16. Oktober 2009 eine erstrangige gesicherte Wandelanleihe mit Fälligkeit im Jahr 2015 in Höhe von USD 150 Millionen ausgegeben. Die Anleihe ist durch die Gesellschaft sowie bestimmte Tochtergesellschaften gesichert. Jede Anleihe mit einem Nennwert von USD 100'000 ist in Stammaktien der Gesellschaft umtauschbar, und zwar zu einem Wandlungspreis von CHF 30.61 je Aktie, mit einem fixen Wechselkurs bei der Umwandlung von USD/CHF 1.0469. Die Anleihe kann auf Wunsch des Anleiheninhabers jederzeit am oder nach dem 26. November 2009 bis zum 9. Oktober 2015 gewandelt werden.

Die Anleihe ist ein «hybrides Instrument», das den Ausweis eines «Eigenkapitalanteils» und die diesbezüglichen Finanzierungskosten im Eigenkapital der Bilanz erfordert. Der Eigenkapitalanteil inklusive verrechnete Finanzierungskosten belief sich auf USD 36,4 Millionen. Die WA 2015 wird mit einem jährlichen Zinssatz von 4,0 % verzinst. Die Zinszahlungen erfolgen halbjährlich per 16. Oktober und 16. April jeden Jahres, in dem die Verbindlichkeit besteht und beginnen am 16. April 2010. Die mit der Begebung der Wandelanleihe verbundenen Finanzierungskosten wurden in Höhe von insgesamt USD 2,6 Millionen erfasst und werden über sechs Jahre abgeschrieben.

*Wandelanleihe über USD 500 Millionen, 3,375 %, fällig 2013 («WA 2013»), am 16. Oktober 2009 zurückgekauft*

Am 26. März 2008 emittierte die Tochtergesellschaft Petroplus Finance Ltd. eine garantierte Wandelanleihe über USD 500 Millionen mit Fälligkeit 2013. Die Anleihe wurde von der Gesellschaft sowie durch einige ihrer Tochtergesellschaften garantiert. Jede Anleihe mit einem Nennwert von USD 100'000 war in Stammaktien der Gesellschaft umtauschbar, und zwar zu einem Wandlungspreis von CHF 85.18 je Aktie, mit einem fixen Wechselkurs bei der Umwandlung von USD/CHF 1.0203. Die Anleihe konnte auf Wunsch des Anleiheninhabers jederzeit am oder nach dem 6. Mai 2008 bis zum 19. März 2013 gewandelt werden.

Die Anleihe war ein «hybrides Instrument», das den Ausweis eines «Eigenkapitalanteils» und die diesbezüglichen Finanzierungskosten im Eigenkapital der Bilanz erforderte. Der Eigenkapitalanteil inklusive Finanzierungskosten belief sich auf USD 51,6 Millionen. Die Anleihen wurden jährlich mit 3,375 % verzinst. Die Zinszahlungen erfolgten halbjährlich per 26. März und 26. September jeden Jahres, in dem die Verbindlichkeit bestand und begannen am 26. September 2008. Die mit der Begebung der Wandelanleihe verbundenen Finanzierungskosten wurden in Höhe von insgesamt USD 8,4 Millionen erfasst und wurden über die erwartete Laufzeit der Anleihe amortisiert. Im Jahr 2009 und 2008 wurden keine Anleihen umgewandelt. Die allgemeinen Bedingungen beinhalteten eine Anleger-Verkaufsoption am 28. März 2011 für den Kapitalbetrag zuzüglich aufgelaufener Zinsen.

Am 12. Oktober 2009 kündigte Petroplus den erfolgreichen Ausgang des Zeichnungsangebots zum Rückkauf aller ausstehenden garantierten Wandelanleihen mit einer Laufzeit bis 2013 in Höhe von USD 500 Millionen an. Der letzte Handelstag der WA 2013 an der SIX Swiss Exchange war der 13. Oktober 2009. Am 16. Oktober 2009 wurden die WA 2013 zum Nominalwert von USD 500,0 Millionen zuzüglich der aufge-

laufenden Zinsen, die vom 26. September 2009 bis zum 16. Oktober 2009 (20 Tage) berechnet wurden, zurückgezahlt. Die verbleibenden kapitalisierten Finanzierungskosten von USD 6,0 Millionen und die Differenz zwischen dem Buchwert und dem beizulegenden Zeitwert des Anteils der Verbindlichkeiten von USD 2,1 Millionen wurden per 30. September 2009 abgeschrieben und in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung unter «Finanzaufwand» erfasst. Die verbleibende Differenz zwischen dem Rückkaufpreis für die Wandelanleihe und dem beizulegenden Zeitwert des Anteils der Verbindlichkeit in Höhe von USD 35,0 Millionen wurde als Eigenkapitalminderung verbucht. Die Kosten des Rückkaufangebots beliefen sich auf USD 2,6 Millionen und wurden unter «Finanzaufwand» in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung ausgewiesen.

### Unternehmensanleihen

*Unternehmensanleihen von USD 400 Millionen zu 9,375 % mit Fälligkeit 2019 («UA 2019»)*

Am 17. September 2009 hat die Petroplus Finance 3 Limited, eine Tochtergesellschaft des Unternehmens, Unternehmensanleihen im Wert von USD 400 Millionen mit einem Coupon von 9,375 % und einer Laufzeit bis 2019 zu einem Emissionspreis von 98,42 % ausgegeben, was einer Rendite von 9,625 % entspricht. Der Coupon ist halbjährlich am 15. März und am 15. September zahlbar, beginnend am 15. März 2010. Die UA 2019 werden in der konsolidierten Bilanz am 31. Dezember 2009 unter den langfristigen Verbindlichkeiten als «verzinsliche Darlehen und Kredite» in der Höhe von USD 385,2 Millionen ausgewiesen. Der Betrag beinhaltet kapitalisierte Finanzierungskosten von USD 8,7 Millionen (wovon USD 8,2 Millionen per 31. Dezember 2009 bezahlt waren), welche über zehn Jahre amortisiert werden. Die Erlöse aus den UA 2019 wurden benutzt, um am 16. Oktober 2009 einen Teil der WA 2013 zurückzukaufen oder zu tilgen.

Nach erfolgreichem Ausgang des Zeichnungsangebots und der darauffolgenden Tilgung der WA 2013 übernahm Petroplus Finance Limited die Verpflichtungen der Petroplus Finance 3 Limited unter der UA 2019. Die Gesellschaft und einige ihrer Tochtergesellschaften wurden Garantiesgeber der UA 2019 und Petroplus Finance 3 Limited wurde von allen Verpflichtungen bezüglich der UA 2019 befreit.

*Unternehmensanleihe über USD 600 Millionen zu 6,75 %, fällig 2014 («UA 2014») & Unternehmensanleihe über USD 600 Millionen zu 7 %, fällig 2017 («UA 2017»)*

Am 1. Mai 2007 hat die Petroplus Finance Ltd., eine Tochtergesellschaft des Unternehmens, Unternehmensanleihen im Wert von USD 600 Millionen mit einem Coupon von 6,75 % und

einer Laufzeit bis 2014 sowie Unternehmensanleihen im Wert von USD 600 Millionen mit einem Coupon von 7 % und einer Laufzeit bis 2017 (beide werden nachfolgend als «Anleihen» bezeichnet) ausgegeben. Die Erlöse aus den Anleihen wurden vom Unternehmen hauptsächlich für die Finanzierung der Akquisition der Coryton-Raffinerie eingesetzt. Die Gesamtsumme in Höhe von USD 1,2 Milliarden wird in der Bilanz unter den langfristigen verzinslichen Darlehen und Krediten ausgewiesen, abzüglich der Finanzierungskosten von rund USD 18,1 Millionen, welche über sieben bzw. zehn Jahre amortisiert werden.

### Finanzielle Kreditvertragsauflagen

Sowohl die WA 2015 als auch die Wandelanleihen 2014, 2017 und 2019 enthalten gewisse finanzielle Auflagen, im Rahmen derer es erforderlich ist, dass die Relation von EBITDA gegenüber der Bruttozinsen das Verhältnis von 2,0 zu 1,0 übersteigt. Bei dieser Verpflichtung handelt es sich um keine Erhaltungsaufgabe (maintenance covenant), und daher begeht das Unternehmen keine Verletzung des Vertrages, wenn die Kennzahl nicht eingehalten wird. Die Gesellschaft ist lediglich bei der Kreditaufnahme ausserhalb der regulären Geschäftstätigkeit beschränkt, solange die Kennzahl das Verhältnis 2,0 zu 1,0 nicht übersteigt. Es bestehen keine Einschränkungen in Bezug auf kurzfristige Kredite.



## 17 Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und übrige Verbindlichkeiten

(in Millionen USD)	2009	2008
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1'463,4	1'166,3
<b>Total Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</b>	<b>1'463,4</b>	<b>1'166,3</b>
Übrige Steuern, ausser Ertragssteuern	485,3	714,5
Übrige Verbindlichkeiten und passive Rechnungsabgrenzungen	337,4	438,0
<b>Total übrige Verbindlichkeiten und passive Rechnungsabgrenzungen</b>	<b>822,7</b>	<b>1'152,5</b>

Am 31. Dezember 2009 wurden USD 337,4 Millionen (2008: USD 438,0 Millionen) als übrige Verbindlichkeiten und passive Rechnungsabgrenzungen ausgewiesen, primär im Zusammenhang mit abgegrenzten Investitionsausgaben, Personalaufwand, allgemeinen Ausgaben, Zinsen und ausstehenden Rechnungen.

Zu den Steuern (ausser Ertragssteuern) zählen Verbrauchssteuern, Mehrwertsteuer, Quellensteuer und Lohnsteuer.

Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sind unverzinslich und werden normalerweise innerhalb von 5 und 30 Tagen beglichen. Übrige Verbindlichkeiten sind unverzinslich und haben durchschnittliche Laufzeiten von einem bis zu drei Monaten.

Am 31. Dezember setzen sich die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen aus den folgenden Währungen zusammen:

(in Millionen USD)	2009	2008
USD	1'123,7	921,7
EUR	186,1	78,3
CHF	106,8	39,0
GBP	20,2	125,2
CZK	26,6	2,1
<b>Total Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</b>	<b>1'463,4</b>	<b>1'166,3</b>

Übrige Verbindlichkeiten setzen sich hauptsächlich aus den Währungen USD, EUR, CHF, GBP und CZK zusammen.

## 18 Leistungen an Arbeitnehmende

Das Unternehmen verfügt über zahlreiche verschiedene leistungsorientierte Vorsorgepläne (in Grossbritannien, der Schweiz, in Deutschland, Frankreich und Belgien), im Rahmen derer im Wesentlichen alle Mitarbeiter erfasst sind und Beitragsleistungen an gesondert verwaltete Fonds erfordern.

Die wesentlichen Annahmen, die am Jahresende getroffen wurden, basieren auf gewichteten Durchschnittswerten und sind in unten stehender Tabelle aufgezeigt:

Annahmen (gewichtete Durchschnitte)	2009	2008
Abzinsungssatz	5,3%	5,0%
Erwartete Anlagerendite	5,6%	5,5%
Erwartete Lohnsteigerung	3,8%	3,2%
Erwartete Preisinflation	2,4%	2,2%

Abgesehen von der erwarteten Anlagerendite sind die Annahmen nach dem Barwert der entsprechend vereinbarten leistungsorientierten Verpflichtungen gewichtet. Die Berechnung des Gesamtwertes der erwarteten Anlagerendite erfolgt mit Hilfe des gewichteten Durchschnitts der erwarteten Erträge aus den verschiedenen Anlageklassen per 31. Dezember 2009 und 2008. Die Bewertung der erwarteten Erträge der Anlagerenditen seitens des Unternehmens basiert auf historischen Ertragstrends und Prognosen von Analysten in Bezug auf die Märkte der entsprechenden Kategorien.

Demografische Prognosen (einschliesslich Sterblichkeitsrate) basieren auf Gutachten lokaler, unabhängiger Versicherungsfachleute. Annahmen hinsichtlich der Sterblichkeitsrate basieren auf den neuesten verfügbaren Sterblichkeitstabellen für die einzelnen betroffenen Länder und werden gegebenenfalls angepasst, um die Erfahrungswerte der Sterblichkeitsrate von Mitarbeitern des Unternehmens wiederzugeben.

Die folgende Tabelle zeigt Änderungen des Barwerts der leistungsorientierten Verpflichtungen aus den Vorsorgeplänen:

(in Millionen USD)	2009	2008
Leistungsorientierte Verpflichtung per 1. Januar	396,1	325,2
Bei Akquisition erworbene Verpflichtungen	–	80,6
Zinsaufwand	22,4	19,3
Laufender Dienstzeitaufwand	28,6	27,0
Nachzuerrechnender Dienstzeitaufwand	29,0	–
Beiträge von Planteilnehmern	5,9	5,6
Bezahlte Leistungen	(17,8)	(6,4)
Versicherungsmathematische Gewinne auf die Verpflichtung	(2,6)	(1,2)
Plankürzungen	(0,9)	–
Wechselkursdifferenzen	26,2	(54,0)
<b>Leistungsorientierte Verpflichtung per 31. Dezember</b>	<b>486,9</b>	<b>396,1</b>

Änderungen der Gesetzgebung in Frankreich führten zu zusätzlichen Soziallasten für Frühpensionierungszahlungen. Aufgrund dieser neuen Gesetze berücksichtigte die Gesellschaft bei den leistungsorientierten Verpflichtungen am 1. Januar 2009 einen nachzuerrechnenden Dienstzeitaufwand in Höhe von USD 22,6 Millionen. Diese Kosten werden in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung über den Erbringungszeitraum von 13 bis 17 Jahren erfasst.

Im November 2009 wurde ein Restrukturierungsplan einschliesslich der Entlassung von Arbeitnehmern für die Anlage in Teesside bekanntgegeben, der für betroffene Mitglieder des Pensionsplans Plankürzungen gemäss IAS 19 *Leistungen an Arbeitnehmern* zur Folge hatte. Die Kürzungen vermindern den Wert der leistungsorientierten Verpflichtung zum Jahresende um USD 0,9 Millionen. Dieser Betrag wurde 2009 in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung sofort erfasst. Ausserdem hatten die Entlassungen für einige der betroffenen Mitglieder des Pensionsplanes eine Erhöhung der Leistungen zur Folge, was die Erfassung des nachzuerrechnenden Dienstzeitaufwands gemäss IAS 19 erforderte. Der Wert dieses nachzuerrechnenden Dienstzeitaufwands beträgt USD 6,4 Millionen. Da die Erhöhung der Leistungen sofort fällig ist, wurde der gesamte Betrag in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung 2009 erfasst.

Im Laufe des Jahres 2008 übernahm das Unternehmen Vermögenswerte und Schulden in Frankreich. Die damit verbundenen übernommenen leistungsorientierten Verpflichtungen betragen USD 72,6 Millionen. Da die übernommenen Altersvorsorgepläne ungedeckt sind, erhielt das Unternehmen infolge dieser Akquisition keine Vermögenswerte. Zudem wurden zum ersten Mal zwei belgische Vereinbarungen (ein Überbrückungsplan bei Frühpensionierung und eine Regelung für Mitarbeiter mit langjähriger Dienstzeit) in die Pensionsverpflichtungen am Jahresende per 31. Dezember 2008 mit einbezogen. Am 31. Dezember 2008 betragen die mit diesen Vereinbarungen zusammenhängenden Verpflichtungen USD 8,0 Millionen.

Die Änderungen des beizulegenden Zeitwerts der Planvermögen stellen sich wie folgt dar:

(in Millionen USD)	2009	2008
Beizulegender Zeitwert des Planvermögens per 1. Januar	221,8	271,1
Erwarteter Ertrag auf Planvermögen	14,1	16,1
Beiträge des Arbeitgebers	71,1	28,2
Beiträge von Planteilnehmern	5,9	5,6
Ausbezahlte Leistungen	(17,8)	(6,4)
Übertragungen	0,7	–
Versicherungsmathematischer Gewinn/(Verlust)	25,8	(56,1)
Wechselkursdifferenzen	20,5	(36,7)
<b>Beizulegender Zeitwert des Planvermögens per 31. Dezember</b>	<b>342,1</b>	<b>221,8</b>

Die nachstehende Tabelle fasst die gedeckten und ungedeckten Pensionsverpflichtungen der in der konsolidierten Bilanz ausgewiesenen Beträge für die entsprechenden betrieblichen Vorsorgepläne zusammen und wie sich der in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung ausgewiesene Nettoaufwand zusammensetzt.

**Nettowert der Verpflichtungen aus Personalvorsorge**

(in Millionen USD)	2009	2008
Total kapitalgedeckte leistungsorientierte Verpflichtung per 31. Dezember	(371,8)	(277,9)
Total nicht kapitalgedeckte leistungsorientierte Verpflichtung per 31. Dezember	(115,1)	(118,2)
Leistungsorientierte Verpflichtung per 31. Dezember	(486,9)	(396,1)
Beizulegender Zeitwert des Planvermögens per 31. Dezember	342,1	221,8
<b>Defizit</b>	<b>(144,8)</b>	<b>(174,3)</b>
Nicht erfasster versicherungsmathematischer Verlust	1,7	30,0
Nicht erfasster Dienstzeitaufwand	21,6	–
Übrige Verpflichtungen aus Personalvorsorge	(0,5)	(0,1)
<b>Nettowert der Verpflichtungen aus Personalvorsorge per 31. Dezember</b>	<b>(122,0)</b>	<b>(144,4)</b>

In der Bilanz per 31. Dezember ausgewiesen	2009	2008
Als zur Veräußerung gehalten klassifizierte Verpflichtungen aus Personalvorsorge	(8,3)	–
Verpflichtungen aus Personalvorsorge aus fortzuführenden Geschäftsbereichen:		
Guthaben aus Personalvorsorge	9,3	5,7
Verpflichtungen aus Personalvorsorge	(123,0)	(150,1)
<b>Nettowert der Verpflichtungen aus Personalvorsorge</b>	<b>(122,0)</b>	<b>(144,4)</b>

Der Nettoaufwand wird in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung im Posten «Personalaufwand» ausgewiesen.

**Nettoaufwand**

(in Millionen USD)	2009	2008
Laufender Dienstzeitaufwand	(28,6)	(27,0)
Zinsaufwand für Pensionsverpflichtungen	(22,4)	(19,3)
Erwarteter Ertrag auf Planvermögen	14,1	16,1
Im Berichtsjahr erfasste versicherungsmathematische Verluste	(1,5)	(2,6)
Im Berichtsjahr erfasster nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	(8,1)	–
Plankürzungen	0,9	–
<b>Nettoaufwand</b>	<b>(45,6)</b>	<b>(32,8)</b>
<b>Nettoaufwand enthalten in:</b>		
Fortzuführende Geschäftsbereiche	(38,0)	(31,1)
Aufgegebene Geschäftsbereiche	(7,6)	(1,7)
<b>Nettoaufwand</b>	<b>(45,6)</b>	<b>(32,8)</b>

Im Rahmen des Nettoaufwandes für leistungsorientierte Pläne erfasst das Unternehmen den Anteil der versicherungsmathematischen Gewinne und Verluste für jeden leistungsorientierten Vorsorgeplan, der einen Korridor von 10 % überschreitet (errechnet als 10 % des höheren Betrags der Planvermögenswerte oder der vereinbarten leistungsorientierten Verpflichtungen) und teilt diesen durch die erwartete durchschnittliche Restlebensarbeitszeit der vom Plan erfassten Mitarbeiter.

Die Summe der Arbeitgeberbeiträge zu den leistungsorientierten Vorsorgeplänen wird im Jahr 2010 voraussichtlich etwa USD 47 Millionen betragen.

Die wichtigsten Kategorien der Planvermögenswerte für die per 31. Dezember 2009 und 2008 endenden Geschäftsjahre sind in folgender Tabelle aufgeführt:

(in %)	2009	2008
Aktienkapitalinstrumente	40,6	44,2
Schuldinstrumente	37,7	31,2
Immobilien	7,6	13,0
Sonstige Vermögenswerte	14,1	11,6
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Der effektive Ertrag aus den Planvermögen im Jahr 2009 beläuft sich auf USD 39,9 Millionen (USD 40,0 Millionen Verlust im Jahr 2008).

Die Planvermögenswerte beinhalten weder die eigenen Finanzinstrumente des Unternehmens, noch Immobilien oder sonstige Vermögenswerte, die seitens des Unternehmens genutzt werden.

Die Historie der erfahrungsbedingten Anpassungen ist wie folgt:

(in Millionen USD)	2009	2008	2007	2006	2005
Vereinbarte leistungsorientierte Verpflichtung per 31. Dezember	(486,9)	(396,1)	(325,2)	(156,5)	(128,7)
Beizulegender Zeitwert des Planvermögens per 31. Dezember	342,1	221,8	271,1	142,2	110,0
<b>Defizit am 31. Dezember</b>	<b>(144,8)</b>	<b>(174,3)</b>	<b>(54,1)</b>	<b>(14,3)</b>	<b>(18,7)</b>
Verluste/(Gewinne) aus Erfahrungsanpassungen auf Planverbindlichkeiten	(1,8)	11,9	3,1	(5,2)	(0,5)
Gewinne/(Verluste) aus Erfahrungsanpassungen auf Planvermögen	25,8	(56,1)	(2,5)	4,1	10,6

## 19 Rückstellungen

(in Millionen USD)	Rechtsstreitigkeiten	Umweltbezogene Sanierung	Restrukturierungsmaßnahmen	Total
Stand am 1. Januar 2009	2,6	16,5	–	19,1
Gebildete Rückstellungen	–	0,4	19,0	19,4
Verwendete Rückstellungen	–	(0,3)	–	(0,3)
Aufgelöste Rückstellungen	–	(0,5)	–	(0,5)
Umgliederung	–	–	(6,4)	(6,4)
Zur Veräußerung gehalten klassifiziert	–	(5,5)	–	(5,5)
Wechselkursdifferenzen	0,1	0,5	–	0,6
<b>Stand am 31. Dezember 2009</b>	<b>2,7</b>	<b>11,1</b>	<b>12,6</b>	<b>26,4</b>
Langfristige	2,2	10,3	–	12,5
Kurzfristige	0,5	0,8	12,6	13,9
<b>Stand am 31. Dezember 2009</b>	<b>2,7</b>	<b>11,1</b>	<b>12,6</b>	<b>26,4</b>
Langfristige	1,3	15,4	–	16,7
Kurzfristige	1,3	1,1	–	2,4
<b>Stand am 31. Dezember 2008</b>	<b>2,6</b>	<b>16,5</b>	<b>–</b>	<b>19,1</b>

### Rechtsstreitigkeiten

Die Rückstellung für Rechtsstreitigkeiten ist in erster Linie durch den Anspruch eines ehemaligen Mitarbeiters mit Hinblick auf die Beendigung seines Arbeitsverhältnisses im September 2004 begründet. Das Verfahren ruht, bis gewisse Fragen in diesem Fall geklärt sind. Zum jetzigen Zeitpunkt ist der Ausgang der Rechtsstreitigkeit schwer einzuschätzen. Die Gesellschaft bestreitet jedoch alle diesbezüglichen Anschuldigungen. Eine zweite Rückstellung wurde im Juni 2007 in Verbindung mit einer gegen das Unternehmen eingereichten Klage gebildet, bei der es um eine angeblich unbrauchbare Lieferung von Gasöl geht. Die gelieferten Fertigerzeugnisse wurden über-

prüft und am Ladehafen als vorschriftsgemäss befunden. Der Kläger behauptet jedoch, dass die Fracht dem Hochseetransport nicht standgehalten hat, und am Entladehafen nicht mehr den Sedimentspezifikationen entsprochen hat. Eine dritte Rückstellung erfolgte im Jahr 2008 für Steuerrisiken im Zusammenhang mit in Anspruch genommenen Steuererleichterungen für Biokraftstoffe, die vom Finanzamt hinterfragt werden. Der Ausgang dieses Rechtsstreits wird für Ende des Jahres 2011 erwartet. Das Unternehmen hat für die möglichen Kosten der oben beschriebenen Fälle eine Rückstellung in Höhe von USD 2,7 Millionen vorgenommen.

### Umweltbezogene Sanierung

Umweltbezogene Rückstellungen werden auf Standortbasis vorgenommen, wenn das Unternehmen eine bestehende Verpflichtung zur Sanierung von Umweltschäden hat und die Höhe derselben in vernünftiger Weise geschätzt werden kann.

#### *Raffinerie BRC*

In verschiedenen Bereichen, verteilt über den Betriebsstandort, wurden Boden- und Grundwasserverschmutzungen festgestellt. Die erhaltenen Kostenschätzungen für die Sanierungsmassnahmen basieren auf verschiedenen Szenarien, das realistischste davon wird auf USD 7,2 Millionen geschätzt. Im Jahr 2008 löste das Unternehmen eine Rückstellung in der Höhe von USD 18,8 Millionen auf im Zusammenhang mit den neuen Richtlinien zur Bodensanierung, die von den örtlichen Behörden erlassen wurden. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt haben die örtlichen Behörden weder den Sanierungsplan noch einen gemeinsam vereinbarten Zeitplan genehmigt.

#### *Raffinerie Ingolstadt*

Im Geschäftsjahr 2006 wurde auf einem Teil des Landes am Betriebsstandort Ingolstadt eine Sorgfaltsprüfung in Bezug auf Umweltschäden vorgenommen. Basierend auf den Ergebnissen dieses Tests hat die Gesellschaft Rückstellungen für möglicherweise verschmutzte Grundstücke und Ackerland in der Nähe des Betriebsstandortes vorgenommen. Die geschätzten Gesamtkosten der Überwachung dieses Betriebsstandortes betragen USD 2,2 Millionen.

#### *Anlage in Teesside*

An diesem Betriebsstandort wurde eine Bodenverunreinigung festgestellt. Gemäss einer erstellten Umweltverschmutzungs-Vorbeuge- und -Kontrollerlaubnis (PCC – pollution prevention and control), ist der Betreiber verpflichtet, für die Sanierung bezüglich sämtlicher Verschmutzungen zu sorgen, die aus den genehmigten Aktivitäten resultieren. Eine festgestellte Verunreinigung infolge der obligatorischen Überwachung, die nicht auf den Berichtszeitraum vor Genehmigungserteilung bezogen werden kann, fällt daher in den Verantwortungsbereich des Unternehmens. Die geschätzten Kosten für die Entsorgung eines alten Ölpumpenschachts und die Sanierung des verunreinigten Bodens werden auf etwa USD 1,7 Millionen geschätzt.

#### *Verarbeitungsanlage Antwerpen – als «zur Veräusserung gehalten» klassifiziert*

Bodenverschmutzungen wurden bei Petroplus Refining Antwerp und Petroplus Refining Antwerp Bitumen festgestellt. Die Gesamtkosten für Sanierungsmassnahmen der Verarbei-

tungsanlagen Antwerpen betragen USD 5,5 Millionen und wurden im Jahr 2009 als «zur Veräusserung gehalten» klassifiziert. Weitere Einzelheiten finden sich in Anhang 7 «Aufgegebene Geschäftsbereiche» und Anhang 8 «Zur Veräusserung gehaltene Nettovermögenswerte».

Gegenwärtig existieren keine Verpflichtungen für Sanierungsmassnahmen an anderen Standorten. Weitere Einzelheiten zu umweltbezogenen Eventualverbindlichkeiten finden sich in Anhang 25 «Weitere Verpflichtungen und Eventualverbindlichkeiten».

#### *Emissionsrechte*

In den am 31. Dezember 2009 und 2008 endenden Geschäftsjahre waren die Gesamtemissionen tiefer als die Anzahl der gewährten Emissionsgutschriften. Da ein Überschuss vorhanden war, wurden per 31. Dezember 2009 und 2008 keine Rückstellungen gebildet.

### Restrukturierungsmassnahmen

Am 5. November 2009 gab die Gesellschaft ihre Absicht bekannt, die Produktion der Raffinerie Teesside einzustellen und den Standort als Vertriebs- und Lagerstätte zu betreiben. Im Zusammenhang mit dieser Entscheidung hat die Gesellschaft eine Rückstellung von USD 19,0 Millionen für den erwarteten Restrukturierungsaufwand aus einschliesslich Kosten zur Vertragsauflösung, Beratungshonorare, Leistungen an Arbeitnehmer und weitere direkt zurechenbare Kosten erfasst. Die geschätzten Kosten basieren auf den Bedingungen der relevanten Verträge und den realistischen Schätzungen der Geschäftsleitung. Anschliessend wurden USD 6,4 Millionen der Gesamtrückstellung für Pensionierungskosten in Verpflichtungen aus Personalvorsorge umgegliedert. Der dazugehörige Aufwand wurde unter dem Posten «Verlust aus aufgegebenen Geschäftsbereichen» ausgewiesen. Der Abschluss der Restrukturierung wird für Jahresende 2010 erwartet.

## 20 Minderheitsanteile

Minderheitsanteile stellen den nicht vom Unternehmen gehaltenen Gewinn- oder Verlustanteil sowie den Anteil des Nettovermögens an Tochtergesellschaften dar und werden in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung und innerhalb des Eigenkapitals in der konsolidierten Bilanz gesondert ausgewiesen.

## 21 Eigenkapital

	2009				2008			
	Nennwert je Aktie in CHF	Aktienkapital in Millionen USD	Aktienkapital in Millionen CHF	Anzahl Aktien	Nennwert je Aktie in CHF	Aktienkapital in Millionen USD	Aktienkapital in Millionen CHF	Anzahl Aktien
Ausgegebenes Aktienkapital	7.58	555,2	654,3	86'325'289	8.18	464,0	564,9	69'060'231
Genehmigtes Aktienkapital	7.58	111,0	130,9	17'265'057	8.18	164,3	200,0	24'450'000
Bedingtes Aktienkapital	7.58	92,3	108,8	14'351'669	8.18	96,4	117,4	14'351'669

### Aktienkapital

#### Ausgegebenes Aktienkapital

Das ausstehende Aktienkapital beläuft sich per 31. Dezember 2009 auf USD 555,2 Millionen (CHF 654,3 Millionen) und besteht aus 86'325'289 vollständig liberierten Aktien.

Die Veränderungen im Aktienkapital während der letzten zwei Jahre, ausgedrückt in Anzahl Aktien, präsentieren sich wie folgt:

	(Anzahl Aktien)
<b>1. Januar 2008</b>	<b>68'641'599</b>
Während des Berichtszeitraums <sup>1)</sup>	418'632
<b>31. Dezember 2008</b>	<b>69'060'231</b>
21. September 2009 <sup>2)</sup>	17'265'058
<b>31. Dezember 2009</b>	<b>86'325'289</b>

<sup>1)</sup> Im Laufe des Jahres 2008 wurden insgesamt 418'632 neue Aktien aus dem bedingten Aktienkapital geschaffen, welches durch die Ausübung von Optionen, die im Rahmen des «Equity Participation Plan» (3'332 Optionen) und des «Equity Incentive Plan» (415'300 Optionen) gewährt wurden, entstand.

<sup>2)</sup> Im Laufe des Monats September 2009 beendete die Gesellschaft eine Bezugsrechtsemission und ein internationales Zeichnungsangebot, in dem sie 17'265'058 neue Namenaktien aus vorhandenem genehmigtem Aktienkapital ausgab.

#### Genehmigtes Aktienkapital

An der ordentlichen Generalversammlung vom 6. Mai 2009 ist genehmigtes Kapital im Umfang von 15'000'000 Aktien erloschen. Der Verwaltungsrat erhielt die Genehmigung, das Aktienkapital um maximal zusätzlich CHF 190,1 Millionen mittels Ausgabe von maximal 25'080'115 vollständig liberierten Aktien zu einem Nennwert von CHF 7.58 bis 5. Mai 2011 zu erhöhen. Der Verwaltungsrat ist befugt, diese Aktien als Festübernahme oder in Teilbeträgen auszugeben. Nach der Erhöhung des Aktienkapitals im September

2009 betrug das ausstehende genehmigte Aktienkapital per 31. Dezember 2009 USD 111,0 Millionen (CHF 130,9 Millionen), bestehend aus 17'265'057 Aktien.

#### Bedingtes Aktienkapital

Das ausstehende bedingte Aktienkapital beläuft sich per 31. Dezember 2009 auf USD 92,3 Millionen (CHF 108,8 Millionen), bestehend aus 14'351'669 Aktien.

### Nennwertrückzahlung

An der ordentlichen Generalversammlung des Unternehmens, welche am 6. Mai 2009 stattfand, beschlossen die Aktionäre eine Herabsetzung des Aktienkapitals um CHF 41'436'139 auf CHF 523'476'551 bzw. CHF 0.60 je Aktie. Der Eintrag der Kapitalherabsetzung in das Handelsregister erfolgte am 21. Juli 2009 und die Rückzahlung von CHF 0.60 je Namenaktie an die Aktionäre erfolgte am 28. Juli 2009. Der Fremdwährungseffekt von USD 4,2 Millionen resultierend aus dem historischen Kurs des Aktienkapitals wurde teilweise im Eigenkapital als «Umrechnungsdifferenzen» ausgewiesen (USD 2,8 Millionen) und im Posten «Währungsumrechnungsgewinne» in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung (USD 1,4 Millionen) verbucht.

An der ordentlichen Generalversammlung des Unternehmens, welche am 7. Mai 2008 stattfand, beschlossen die Aktionäre eine Herabsetzung des Aktienkapitals um CHF 68'641'599 auf CHF 561'488'280 bzw. CHF 1.00 je Aktie. Der Eintrag der Kapitalherabsetzung in das Handelsregister erfolgte am 22. Juli 2008 und die Rückzahlung von CHF 1.00 je Namenaktie an die Aktionäre am 29. Juli 2008.

### Bezugsrechtsemission und internationales Zeichnungsangebot

Im Laufe des Monats September 2009 beendete die Gesellschaft eine Bezugsrechtsemission und ein internationales Zeichnungsangebot, indem sie 17'265'058 neue Namenaktien aus vorhandenem genehmigtem Aktienkapital ausgab. Die bestehenden Aktionäre waren berechtigt, jeweils eine Aktie für je vier gehaltene Aktien zum Zeichnungspreis von CHF 16.90 je Aktie zu beziehen. Die neuen Aktien wurden ab dem 22. September 2009 gehandelt. Der Bruttoerlös per 31. Dezember 2009 belief sich auf USD 284,2 Millionen (nach einem Währungsumrechnungsgewinn von USD 4,4 Millionen) vor Kosten für die Ausgabe von Aktien in Höhe von USD 12,2 Millionen.

### Eigenkapitalinstrumente

#### Aktioptionspläne

Per 31. Dezember 2009 hatte die Gesellschaft 3'151'805 ausstehende Optionen (angepasst um die Bezugsrechtsemission vom September 2009), die unter zwei Optionsprogrammen gewährt wurden: Dem «Equity Incentive Plan» und dem «Equity Participation Plan».

Equity Incentive Plan – Im Rahmen des Equity Incentive Plan wurden Investoren (darunter Mitglieder des Verwaltungsrats oder der Geschäftsleitung) im Zusammenhang mit dem Kauf von Unternehmensaktien Optionen gewährt. Diese Optionen sind unabhängig vom Arbeitsverhältnis oder einer Dienstleistung und gelten daher nicht als aktienbasierte Vergütungs-transaktionen gemäss IFRS 2 *Aktienbasierte Vergütungen*. Jede dieser in einer Investitionskapazität gewährten Optionen bietet dem Inhaber das Recht, eine Aktie zum Preis von USD 14.58 zu kaufen (angepasst um die Bezugsrechtsemission vom September 2009). Sie wird bei einer Änderung der Kontrollverhältnisse der Petroplus Holdings AG unbeschränkt ausübbar (gewisse Änderungen bei der Mehrheit des Verwaltungsrats inbegriffen), hat eine Laufzeit von zehn Jahren und unterliegt weiteren Bedingungen und Konditionen des Equity Incentive Plan, in dessen Rahmen sie ausgegeben wurde. Diese Optionen sind alle ausübbar. Im Jahre 2009 wurden weder Optionen ausgeübt (2008: 415'300 Optionen) noch sind Optionen verfallen (2008: 15'637 Optionen). Am 31. Dezember 2009 und 2008 waren im Rahmen dieses Plans 2'155'360 Optionen ausstehend.

Equity Participation Plan – Im Rahmen des Equity Participation Plan gewährte der Verwaltungsrat zwischen dem 30. November 2006 und dem 31. Dezember 2009 Optionen. Jede dieser Optionen gibt dem Inhaber das Recht, eine Aktie zu einem Ausübungspreis zwischen CHF 21.41 und CHF 119.98 (ange-

passt um die Bezugsrechtsemission vom September 2009) zu kaufen. Genauere Angaben zu diesen Optionen aus dem Equity Participation Plan finden sich im Anhang 23 «Aktienbasierte Vergütungen». Am 31. Dezember 2009 waren im Rahmen dieses Plans insgesamt 996'445 Optionen ausstehend.

#### Beschränkte Aktienrechte (Restricted Stock Units RSU)

Im Jahre 2009 gewährte der Verwaltungsrat im Rahmen des Equity Participation Plan insgesamt 143'837 beschränkte Aktienrechte (RSU) (angepasst um die Bezugsrechtsemission vom September 2009) an die Geschäftsleitung. Jede gewährte RSU gibt dem Inhaber das Recht, bei Ausübung eine Aktie zu erhalten. Genauere Angaben zu diesen beschränkten Aktienrechten aus dem Equity Participation Plan finden sich im Anhang 23 «Aktienbasierte Vergütungen». Am 31. Dezember 2009 waren insgesamt 143'837 beschränkte Aktienrechte ausstehend.

### Eigenkapitalkomponente der Wandelanleihe

Am 16. Oktober 2009 emittierte Petroplus Finance Ltd., eine Tochtergesellschaft des Unternehmens, die WA 2015 über einen Gesamtbetrag von USD 150 Millionen. Die Anleihe ist ein «hybrides Instrument», welches den Ausweis eines «Eigenkapitalanteils» und die diesbezüglichen Finanzierungskosten im Eigenkapital der Bilanz erfordert. Der Eigenkapitalanteil inklusive anteilige Finanzierungskosten belief sich am 31. Dezember 2009 auf USD 36,4 Millionen.

Am 16. Oktober 2009 tilgte Petroplus die WA 2013. Die verbleibende Eigenkapitalkomponente von USD 35,0 Millionen wurde als Reduzierung des Eigenkapitals verbucht.

Genauere Angaben zur Emission der WA 2015 und den Rückkauf der WA 2013 finden sich im Anhang 16 «Verzinsliche Darlehen und Kredite».

### Dividendenpolitik

Gemäss Schweizer Recht wird das Ausmass, in dem Eigenkapital frei verteilt werden kann, nicht aufgrund der konsolidierten Konzernrechnung festgelegt, sondern basiert auf der statutarischen Jahresrechnung des Unternehmens, die in Übereinstimmung mit dem Schweizer Recht erstellt wird. Im Jahr 2009 wurde eine Nennwertrückzahlung in der Höhe von CHF 0.60 pro Namenaktie vorgenommen. Für das Geschäftsjahr 2009 wird der Verwaltungsrat eine Nennwertrückzahlung in der Höhe von CHF 0.10 je Aktie (siehe Seite 174 im Geschäftsbericht unter dem Abschnitt «Statutarische Jahresrechnungen der Petroplus Holdings AG») beantragen.

## 22 Ergebnis je Aktie

Die folgende Tabelle zeigt die Grundlage, nach der die unverwässerten und verwässerten Gewinne je Aktie («EPS») berechnet wurden:

### Nettoverlust

(in Millionen USD)

	2009	2008
Nettoverlust aus fortzuführenden Geschäftsbereichen, der den Aktionären der Muttergesellschaft zurechenbar ist	(108,8)	(333,0)
Nettoverlust aus aufgegebenen Geschäftsbereichen	(141,1)	(183,6)
<b>Nettoverlust, der den Aktionären der Muttergesellschaft zurechenbar ist</b>	<b>(249,9)</b>	<b>(516,6)</b>

Der Verlust je Aktie vor Verwässerung wird berechnet, indem der den Aktionären der Petroplus Holdings AG zurechenbare Nettoverlust durch die durchschnittlich gewichtete Anzahl der ausgegebenen Aktien dividiert wird. Für die Berechnung des verwässerten Verlusts je Aktie wird der gewichtete Durchschnitt der Anzahl ausstehender Aktien dementsprechend angepasst, um einer Umwandlung sämtlicher potenziell verwässernder Aktien aus RSUs/Optionen/Wandelanleihen in Aktien der Petroplus Holdings AG Rechnung zu tragen. Da die Umwandlung dieser potenziellen Eigenkapitalinstrumente den Verlust je Aktie herabsetzen würde, sind die Instrumente am Jahresende 31. Dezember 2009 und 2008 nicht verwässernd:

### Ergebnis pro Aktie vor und nach Verwässerung

	2009	2008 <sup>1)</sup>
Gewichtete durchschnittliche Anzahl an ausgegebenen Aktien (in Anzahl Aktien)	78'010'060	74'455'488
Ergebnis je Aktie vor und nach Verwässerung, berechnet auf Basis von:		
Verlust aus fortzuführenden Geschäftsbereichen (in USD)	(1.39)	(4.47)
Verlust aus aufgegebenen Geschäftsbereichen (in USD)	(1.81)	(2.47)
<b>Nettoverlust, der den Aktionären der Muttergesellschaft zurechenbar ist (in USD)</b>	<b>(3.20)</b>	<b>(6.94)</b>

<sup>1)</sup> Im Zusammenhang mit dem Bezugsrechtsangebot wurde das Ergebnis je Aktie für 2008 rückwirkend angepasst, um der den Aktionären im September 2009 gewährten Bezugsrechtsemission gerecht zu werden. Da die Bezugsrechtsemission mit einem Abschlag (CHF 16.90) gegenüber dem beizulegenden Zeitwert (CHF 27.50) angeboten wurde, erfolgte in Übereinstimmung mit IAS 33 *Ergebnis je Aktie* eine Anpassung der gewichteten durchschnittlichen Anzahl der während 2009 und 2008 ausstehenden Aktien. Die Anpassung führte zu einem Anstieg des gewichteten Durchschnitts ausstehender Aktien (unverwässert und verwässert) in den Jahren 2009 und 2008 von rund 8%. Genauere Angaben zur Bezugsrechtsemission und zum internationalen Zeichnungsangebot finden sich im Anhang 21 «Eigenkapital».

Eine gewichtete durchschnittliche Anzahl an RSUs/Optionen/Wandelanleihen von 8'453'928 Aktien (2008: 9'956'714 Aktien) wurde von der Ermittlung des verwässerten EPS ausgeschlossen, da sie nicht verwässernd waren. Es gab keine wesentlichen Transaktionen im Zusammenhang mit Stammaktien oder potenziellen Stammaktien zwischen dem Berichtszeitpunkt und dem Datum der Konzernrechnung.



## 23 Aktienbasierte Vergütungen

Der Aktienoptionsplan der Gesellschaft, der «Equity Participation Plan», ist ein anteilsbasierter Vergütungsplan mit Eigenkapitalinstrumenten. Die Dienstleistungen, die das Unternehmen im Austausch gegen die Optionen oder andere gewährte Eigenkapitalinstrumente von Management und Mitarbeitern erhält, sind keine Vermögenswerte und werden daher als Aufwendungen ausgewiesen.

Im Rahmen des «Equity Participation Plan» hat der Verwaltungsrat Aktienoptionen und beschränkte Aktienrechte (Restricted Stock Units – RSU) wie unten beschrieben gewährt.

### Aktienoptionen

Jede Option wird bei der Ausübung in eine Stammaktie der Petroplus Holdings AG gewandelt. Bei Erhalt der Option sind vom Empfänger keinerlei Geldbeträge zu zahlen noch werden solche fällig. Die Halter der Optionen haben weder ein Recht auf Dividende noch Stimmrechte. Sie können ab dem Tag der ersten Ausübungsmöglichkeit bis zum Verfalldatum ausgeübt werden. Die Optionen können nur ausgeübt werden, wenn die betreffenden Mitarbeiter in einem Arbeits- oder Dienstleistungsverhältnis mit der Gesellschaft stehen.

Die folgende Tabelle fasst die ausstehenden Optionen per 31. Dezember 2009, den Ausübungspreis pro Gewährung und die gewichtete durchschnittliche Restlaufzeit zusammen:

Gewährung	Ausübungspreis (in CHF) <sup>1)</sup>	Anzahl ausstehend <sup>1)</sup>	Verbleibende Vertragsdauer (Jahre)
Nov. 2006	58.14	171'572	6,9
Jan. 2007	68.25	287'138	7,0
Feb. 2007	87.91	16'253	7,1
Mai 2007	91.69	167'957	7,3
Juli 2007	119.98	27'089	7,6
Aug. 2007	112.69	27'090	7,7
Nov. 2007	89.06	75'853	7,8
Feb. 2008	64.14	10'836	8,1
Mai 2008	55.47	8'127	8,3
Jan. 2009	21.41	204'530	9,0
	<b>65.22</b>	<b>996'445</b>	<b>7,7</b>

<sup>1)</sup> Angepasst um die Bezugsrechtsemission von September 2009.

Die Optionen unterliegen einem dreijährigen abgestuften Ausübungsprogramm, unter dem in jedem Jahr ein Drittel der Optionen ausgeübt werden kann. Am dritten Jahrestag der Gewährung sind die Optionen in vollem Umfang ausübbar.

Der gewichtete Durchschnitt des beizulegenden Zeitwerts der während des Geschäftsjahres 2009 gewährten Aktienoptionen beträgt pro Option CHF 8.27 (2008: CHF 23.19, ausgenommen die im Januar 2008 gewährten Optionen, welche im ersten Quartal 2008 verwirkt waren). Gemäss den Bestimmungen von IFRS 2 *Aktienbasierte Vergütungen* haben wir den beizulegenden Zeitwert der Aktienoptionen zum Zeitpunkt der Gewährung nach der Black-Scholes-Methode bewertet; dabei sind wir von folgenden Annahmen ausgegangen:

	2009	2008		
	Januar	Januar <sup>2)</sup>	Februar	Mai
Annahmen				
Anzahl der gewährten Optionen <sup>1)</sup>	204'530	281'721	16'254	8'127
Schlusskurs am Gewährungstag (in CHF) <sup>1)</sup>	21.41	77.66	64.14	55.47
Ausübungspreis (in CHF) <sup>1)</sup>	21.41	77.66	64.14	55.47
Erwartete Volatilität	60,0 %	35,0 %	35,0 %	35,0 %
Erwartete durchschnittliche Laufzeit der Option (in Jahren)	6	6	6	6
Dividendenrendite <sup>1)</sup>	4,7 %	1,1 %	1,1 %	1,1 %
Risikofreier Zinssatz	1,6 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %
Marktwert der Option am Gewährungstag (in CHF) <sup>1)</sup>	8.27	34.54	24.29	21.00

<sup>1)</sup> Angepasst um die Bezugsrechtsemission von September 2009.

<sup>2)</sup> Im Januar gewährt und anschliessend im ersten Quartal 2008 verwirkt.

Der risikofreie Zinssatz basiert auf den Renditen aus Obligationen der Eidgenossenschaft am Tag der Gewährung, deren Fälligkeitsdatum in etwa der erwarteten Laufzeit am Tag der Gewährung entspricht. Die erwartete Laufzeit der Optionen beträgt sechs Jahre im Gegensatz zu den vertraglichen Laufzeiten von zehn Jahren. Die Gesellschaft ermittelt ihre zu erwartende Volatilität anhand der durchschnittlichen Volatilität der Aktienkurse ihrer Hauptkonkurrenten während des Vorjahres.

Die folgende Tabelle enthält die Bewegungen der Aktienoptionen für die per 31. Dezember 2009 und 2008 endenden Geschäftsjahre:

	2009		2008	
	Anzahl Optionen <sup>1)</sup>	Gewichteter durchschnittlicher Ausübungspreis (in CHF) <sup>1)</sup>	Anzahl Optionen <sup>1)</sup>	Gewichteter durchschnittlicher Ausübungspreis (in CHF) <sup>1)</sup>
Stand am 1. Januar	898'463	77.56	1'291'240	87.53
Während des Geschäftsjahres gewährt	204'530	21.41	306'102	76.36
Während des Geschäftsjahres verwirkt	(106'548)	85.17	(695'268)	95.65
Während des Geschäftsjahres ausgeübt	–	–	(3'611)	58.14
Während des Geschäftsjahres abgelaufen	–	–	–	–
<b>Stand am 31. Dezember</b>	<b>996'445</b>	<b>65.22</b>	<b>898'463</b>	<b>77.56</b>
Ausübbar am 31. Dezember	578'786	74.89	366'596	73.93

<sup>1)</sup> Angepasst um die Bezugsrechtsemission von September 2009.

Im Jahr 2009 wurden keine Optionen (2008: 3'611 Optionen) ausgeübt. Der gewichtete durchschnittliche Aktienkurs am Tag der Ausübung betrug im Jahr 2008 CHF 65.52. Die Ende 2009 ausstehenden Aktienoptionen haben einen gewichteten durchschnittlichen Ausübungspreis von CHF 65.22 (2008: CHF 77.56) bei einer gewichteten durchschnittlichen Restlaufzeit von 7,7 Jahren (2008: 8,5 Jahre).

Der Gesamtaufwand für die im Rahmen des «Equity Participation Plan» gewährten Aktienoptionen für das per 31. Dezember 2009 endende Geschäftsjahr betrug USD 4,7 Millionen (2008: USD 25,3 Millionen). Im ersten Quartal 2008 entschied unser früherer Chief Executive Officer, Robert J. Lavinia, insgesamt 350'000 Optionen, die ihm Jahr 2007 gewährt worden waren, verwirken zu lassen. Zudem verzichteten Thomas D. O'Malley, unser Verwaltungsratspräsident, Robert R. Lavinia und weitere Mitglieder der Geschäftsleitung freiwillig auf Optionen, die ihnen im Januar 2008 gewährt wurden. Gemäss dem überarbeiteten Standard, IFRS 2 (*überarbeitet*) *Aktienbasierte Vergütung – Ausübungsbedingungen und Annullierungen* veröffentlichte der IASB im Januar 2008 eine Änderung des IFRS 2, die am 1. Januar 2009 in Kraft trat. Gemäss dem überarbeiteten Standard ist die Gesellschaft verpflichtet, die verwirkten Optionen als beschleunigte Ausübung zu bilanzieren, und somit wird der nicht erfasste Betrag, der normalerweise für die im restlichen Erbringungszeitraum enthaltenen Leistungen erfasst werden würde, sofort erfasst. Dieser geänderte Rechnungslegungsgrundsatz wurde gemäss den Übergangsregelungen des IFRS 2 rückwirkend angewandt. Diese Änderung wirkte sich im ersten Quartal 2008 mit einer Steigerung des «Personalaufwands» um USD 21,5 Millionen aus.

#### Beschränkte Aktienrechte (Restricted Stock Unit – RSU)

Im Jahr 2009 gewährte der Verwaltungsrat aus dem Equity Participation Plan insgesamt 143'837 beschränkte Aktienrechte (RSU). Mit jeder gewährten RSU erhält der Inhaber das Recht auf Erhalt einer Aktie bei Ausübung. Die Mitwirkungsrechte der Aktionäre (einschliesslich des Rechts auf den Erhalt von Ausschüttungen) können erst ausgeübt werden, wenn die Aktien geliefert sind, und die Stimmrechte können ausgeübt werden, sobald der Teilnehmer im Aktienregister der Petroplus Holdings AG als Aktionär mit Stimmrecht eingetragen ist.

Beschränkte Aktienrechte (RSU) unterliegen einem dreijährigen abgestuften Erbringungszeitraum, nach dem in jedem Jahr ein Drittel der RSU ausübbar wird. Am dritten Jahrestag der Gewährung sind die RSU in vollem Umfang ausübbar. Der gewichtete Durchschnitt des beizulegenden Zeitwerts der während 2009 gewährten RSU beträgt CHF 19.28, und basiert auf den folgenden Annahmen:

Annahmen	2009	
	Februar	September
Anzahl der gewährten RSU <sup>1)</sup>	138'693	5'144
Schlusskurs am	20.82	21.53
Gewährungstag (in CHF) <sup>1)</sup>		
Laufzeit der beschränkten Aktienrechte (RSU) (in Jahren)	1, 2, 3	1, 2, 3
Dividendenrendite <sup>1)</sup>	4,8 %	4,6 %
Durchschnittlicher Marktwert der RSU am Tag der Gewährung (in CHF) <sup>1)</sup>	19.26	19.80

<sup>1)</sup> Angepasst um die Bezugsrechtsemission von September 2009.

Die folgende Tabelle zeigt die Bewegungen RSU für das per 31. Dezember 2009 endende Geschäftsjahr:

	2009
	Anzahl der RSU <sup>1)</sup>
Stand am 1. Januar	–
Während des Geschäftsjahres gewährt	143'837
<b>Stand am 31. Dezember</b>	<b>143'837</b>
Ausübbar am 31. Dezember	–

<sup>1)</sup> Angepasst um die Bezugsrechtsemission von September 2009.

Der Gesamtaufwand für die im Rahmen des «Equity Participation Plan» gewährten RSU für das per 31. Dezember 2009 endende Geschäftsjahr betrug USD 1,4 Millionen.

## 24 Leasingverhältnisse

### Verpflichtungen aus Finanzierungsleasing – Gesellschaft als Leasingnehmer

Die Gesellschaft hat eine bedeutende vertragliche Vereinbarung im Rahmen eines Finanzierungsleasings für eine Wasserstoffanlage mit dem Lieferanten Air Product. Die zukünftigen Mindestleasingzahlungen gemäss dem Finanzierungsleasingverhältnis sowie dem Barwert der Leasingzahlungen präsentieren sich wie folgt:

(in Millionen USD)	2009		2008	
	Mindestleasingzahlungen	Barwert der Zahlungen	Mindestleasingzahlungen	Barwert der Zahlungen
Innerhalb eines Jahres	4,3	2,9	4,3	2,7
Nach einem, aber nicht mehr als fünf Jahren	14,5	10,0	14,8	9,9
Mehr als fünf Jahre	18,1	15,6	21,0	17,7
<b>Total</b>	<b>36,9</b>	<b>28,5</b>	<b>40,1</b>	<b>30,3</b>
Abzüglich Finanzierungsaufwand	(8,4)		(9,8)	
<b>Barwert der Mindestzahlungen</b>	<b>28,5</b>	<b>28,5</b>	<b>30,3</b>	<b>30,3</b>

Im Rahmen des Wasserstofflieferungsvertrages beliefert Air Product die Gesellschaft mit Wasserstoff, wobei der Lieferant rechtmässiger Besitzer und Betreiber einer Wasserstoffanlage auf dem Betriebsgelände der Raffinerie in Cressier ist. Effektiv kauft Petroplus die gesamte Wasserstoffproduktion für eine Gebühr von etwa USD 5,1 Millionen pro Jahr. Dieser Betrag beinhaltet auch Zahlungen für Leistungen, die in der Leasingvereinbarung nicht enthalten sind.

Der Vertrag hat eine Laufzeit von 15 Jahren, gerechnet ab Ende 2004, und beinhaltet keine Option für das Unternehmen, die Anlage zu erwerben.

Die Summe der als Mietaufwand erfassten bedingten Mietzahlungen («contingent rent») aus dem Finanzierungsleasing für das am 31. Dezember 2009 endende Geschäftsjahr belief sich auf USD 1,5 Millionen (2008: USD 1,5 Millionen) und ist an den Schweizer Konsumentenpreisindex gekoppelt.

### Operative Leasingverpflichtungen – Gesellschaft als Leasingnehmer

Die Gesellschaft hat Mietverträge, Mietkaufverträge und kommerzielle Leasingverträge für Maschinen, Motorfahrzeuge sowie Betriebs- und Büroeinrichtungen abgeschlossen. Durch den Abschluss dieser Leasingverträge entstehen dem Leasingnehmer keine Einschränkungen.

Die künftigen Mindestleasingzahlungen aus nicht kündbaren operativen Leasingverhältnissen per 31. Dezember präsentiert sich wie folgt:

(in Millionen USD)	2009	2008
Innerhalb eines Jahres	20,7	17,5
Nach einem, aber nicht mehr als fünf Jahren	40,8	45,2
Über fünf Jahre	37,3	37,6
<b>Total operative Leasingverpflichtungen – Gesellschaft als Leasingnehmer</b>	<b>98,8</b>	<b>100,3</b>

Am 1. Juni 2007 hat die Petroplus Refining and Marketing Ltd., eine Tochtergesellschaft von Petroplus Holdings AG, Verträge zur Miete von drei Schleppschiffen abgeschlossen. Der Mietzeitraum beträgt sechs Jahre, mit einer Verlängerungsoption von weiteren sechs Jahren. Die tägliche Mietgebühr für ein Schleppschiff beträgt USD 5'880. Sie setzt sich aus den folgenden Positionen zusammen: Finanzierungskosten, Betriebskosten, Treibstoff und Schmieröle, wobei es sich bei den Finanzierungskosten um einen festen Betrag im Rahmen der täglichen Mietgebühr handelt. Die Betriebskosten werden

jährlich auf der Grundlage des britischen Einzelhandels-Gesamtpreisindex (RPI) angepasst, während die Elemente Treibstoff- und Schmierölkosten auf dem tatsächlichen Verbrauch beruhen. Am Ende der Mietzeit haben wir die Möglichkeit, die Schleppschiffe zum Marktwert zu kaufen.

Der Gesamtaufwand im Zusammenhang mit operativen Leasingverhältnissen belief sich im Jahr 2009 auf USD 18,2 Millionen (2008: USD 23,8 Millionen).

### Operative Leasingverpflichtungen – Gesellschaft als Leasinggeber

Die Gesellschaft hat Verträge mit Leasingnehmern für die Nutzung von Verarbeitungsanlagen, Grundstücken und Gebäuden abgeschlossen.

Die künftigen Mindestleasingzahlungen aus nicht kündbaren operativen Leasingverhältnissen per 31. Dezember präsentiert sich wie folgt:

(in Millionen USD)	2009	2008
Innerhalb eines Jahres	30,1	26,1
Nach einem, aber nicht mehr als fünf Jahren	60,3	86,2
Mehr als fünf Jahre	1,2	1,2
<b>Total operative Leasingverpflichtungen – Gesellschaft als Leasinggeber</b>	<b>91,6</b>	<b>113,5</b>

### Liefervertrag für Bitumen

Im Rahmen des Liefervertrages für Bitumen wird die Verarbeitungsanlage Antwerpen mit Rohstoffen versorgt, welche dann zu Bitumen und Destillaten verarbeitet werden. Dieser Vertrag basiert auf einem Leasingverhältnis, bei welchem die Gesellschaft der Leasinggeber ist. Der Rohstofflieferant kauft die gesamte Bitumenproduktion und bezahlt dafür eine Verarbeitungsgebühr. Diese setzt sich aus fixen Elementen (USD 2,2 Millionen pro Monat) und variablen Elementen zusammen. Die festgelegte Gebühr enthält zudem vertraglich festgelegte Zahlungen für Elemente ausserhalb des operativen Leasingverhältnisses. Der Vertrag hat eine Laufzeit von zehn Jahren, mit Beginn im März 2003.

Dieser Vertrag war Teil des per 12. Januar 2010 erfolgten Verkaufs der Verarbeitungsanlage Antwerpen. Seither besteht für die Gesellschaft keine weitere Verpflichtung Rohstoffe zu kaufen oder Bitumen zu liefern.

## 25 Weitere Verpflichtungen und Eventualverbindlichkeiten

### Rechtliche Verpflichtungen

Wir unterhalten umfangreiche Geschäftstätigkeiten und sind in diesem Zusammenhang in einer Reihe von Schiedsgerichtsverfahren und Gerichtsverfahren sowohl Beklagte als auch Klägerin. Obwohl wir zurzeit in mehrere Gerichtsverfahren involviert sind, sind wir der Meinung, dass diese Verfahren – abgesehen von den unten beschriebenen Fällen – keine wesentlichen Auswirkungen auf unser Geschäft, das Betriebsergebnis oder die Finanzlage haben werden.

1996 erhielt BRC von den belgischen Steuerbehörden ein Schreiben, gemäss welchem die Behörden die fälligen Zahlungen an einen Lieferanten beschlagnahmten, da dieser Lieferant seiner Steuerpflicht nicht nachgekommen war. Bevor BRC dieses Schreiben erhielt, waren die Zahlungen auf das Konto des Lieferanten überwiesen worden. Das belgische Finanzministerium hat einen Anspruch in der Höhe von USD 4,7 Millionen zuzüglich Zinsen geltend gemacht, wobei es sich um die gesamte Steuerschuld des Lieferanten handelt, bzw. alternativ USD 0,1 Millionen, wobei es sich um einen Betrag handelt, den BRC dem Lieferanten schuldet. Die erste Gerichtsstanz entschied zugunsten von BRC. Im Berufungsverfahren entschied auch das Berufungsgericht zugunsten von BRC. Das belgische Finanzministerium hat Berufung beim Kassationsgericht eingelegt.

Im Jahr 1989 verkauften Petrotrade und Petrobel, damals Tochtergesellschaften von EPH, Produkte an einen Kunden, ohne Verbrauchssteuern zu erheben, da der Kunde Dokumente vorgelegt hatte, nach denen die Produkte exportiert werden, weshalb keine Steuern fällig wurden. Der Kunde exportierte weder das Produkt noch bezahlte er die fälligen Verbrauchssteuern. Die belgischen Behörden haben gegen diese Betriebe einen Anspruch für die Steuerschuld geltend gemacht. Der Fall wurde ausgesetzt, bis der Strafprozess gegen den Kunden entschieden ist. Sollte ein Gericht zum Schluss kommen, dass BRC für die Steuern aufzukommen hat, dürfte der fällig werdende Betrag einschliesslich Zinsen voraussichtlich USD 2,6 Millionen betragen.

### Umweltbezogene Verpflichtungen

Im Zusammenhang mit der Akquisition der Raffinerien Petit Couronne und Reichstett haben wir mit Shell eine Vereinbarung in Bezug auf umweltbezogene Sanierungsverpflichtungen abgeschlossen. In diesem Vertrag ist geregelt, dass uns Shell acht Jahre lang für bestimmte Verluste entschädigt, die uns aufgrund der Verursachung von Umweltverschmutzungen entstehen könnten. Im Weiteren sieht der Vertrag im Zusammenhang mit der Raffinerie Petit Couronne die Entschädigung von Verunreinigungen ausserhalb der Betriebsanlage für eine Dauer von 20

Jahren, sowie Entschädigungen beim potenziellen Verstoss gegen Umweltvorschriften für fünf Jahre, vor. Unsererseits entschädigen wir Shell für bestimmte Verluste, die Shell nach oder vor Abschluss bestimmter Umweltmassnahmen entstehen könnten. Diese Entschädigungen sind durch mehrere Schwellenwerte, Obergrenzen und Bedingungen limitiert und beinhalten einen Verteilmechanismus, im Rahmen dessen sich unsere Haftung während der Entschädigungsfristen schrittweise erhöht.

### Kommerzielle Verpflichtungen

Im Zusammenhang mit der Akquisition der Raffinerien Petit Couronne und Reichstett haben wir mit Shell Verarbeitungsverträge für etwa die Hälfte des gesamten Rohöldurchsatzes der Raffinerie Petit Couronne abgeschlossen. Der Verarbeitungsvertrag für Raffinerieprodukte lief am 31. Dezember 2008 aus, während die Verarbeitungsverträge zur Herstellung von Schmieröl für Shell bis 2011 laufen. Zudem hat Petroplus Abnahmeverträge mit Shell abgeschlossen, im Rahmen derer geregelt ist, dass 85 % des Bitumens und 15 % des Benzins und der Treibstoffzwischenprodukte, die in den Raffinerien Petit Couronne und Reichstett im Jahr 2010 hergestellt werden, an Shell zum Marktpreis verkauft werden. Es handelt sich um Verträge mit einer Laufzeit von vier bis fünf Jahren, deren Umfang jedes Jahr bis zu deren Ablauf abnimmt.

Im Zusammenhang mit der Akquisition der Coryton-Raffinerie schlossen wir mit BP einen Abnahmevertrag ab, der sich auf rund 70 % der Benzinproduktion sowie etwa 90–100 % der Kerosin- und ULSD-Produktion und rund 30 % der Gasölproduktion der Raffinerie beläuft. Der ursprünglich vereinbarte Vertrag läuft bis 2012, wobei der Prozentsatz der seitens BP erworbenen Produkte jährlich abnimmt.

Im Zusammenhang mit der Akquisition der Ingolstadt-Raffinerie schlossen wir einen fünfjährigen Abnahmevertrag mit Esso ab. Er regelt die Versorgung der Einzelhandelskette von Esso in Bayern mit bedeutenden Mengen an Benzin und Dieselkraftstoff und die Belieferung von Esso mit grossen Mengen Kerosin. Es wird geschätzt, dass sich der Vertrag auf rund 25–30 % der Produktion von Benzin und Dieselkraftstoff und rund 50 % der Kerosinproduktion der Raffinerie Ingolstadt im Jahr 2010 beläuft. Der Abnahmevertrag endet am 31. Dezember 2011.

Gemäss den Bedingungen der exklusiven Vertriebsvereinbarung schloss Petroplus Mineralölprodukte Deutschland GmbH am 1. Mai 2007 einen Vertrag mit Nynas über das exklusive Vertriebsrecht von Bitumen ab, das in der Ingolstadt-Raffinerie in Deutschland produziert wird. Der Vertrag läuft vereinbarungsgemäss ab dem 1. Januar 2008 über zehn Jahre und sieht jährlich neue Preisverhandlungen vor.

## 26 Finanzielles Risikomanagement – Ziele und Grundsätze

### Risikobeurteilung

Die Gesellschaft hat einen organisatorischen Rahmen für die Risikobeurteilung und das Risikomanagement geschaffen. Dazu zählen die Risikoeerkennung und -abschätzung, die Entwicklung akzeptabler Grenzwerte, die Einführung von Strategien, Grundsätzen und Verfahren, um die identifizierten Finanzrisiken zu senken, und die Überwachung der Compliance mit solchen Strategien, Grundsätzen und Verfahren.

Die Gesamtverantwortung für die Risikomanagementstrategien der Gesellschaft tragen der Verwaltungsrat der Petroplus Holdings AG und deren Geschäftsleitung. Die Risikoverantwortlichen, welche sich aus Schlüsselpersonen der Geschäftsleitung zusammensetzen, sind für die tägliche Umsetzung der Risikostrategien und -grundsätze der Gesellschaft verantwortlich. Eine Aufsichtsgruppe, die sich aus Experten für finanzielle Offenlegung, Verfahrens- und Kontrollexperten sowie aus weiteren zuständigen Fachexperten zusammensetzt, beurteilt die Angemessenheit der Implementierung und Umsetzung der Strategien und Grundsätze durch die Risikoverantwortlichen.

Der interne Risikobeurteilungsprozess der Gesellschaft besteht aus regelmässigen Meldungen identifizierter Risiken an den Verwaltungsrat und der ergriffenen Massnahmen der Geschäftsleitung. Der Verwaltungsrat hat die Risikobeurteilung auf Grundlage des internen Risikobeurteilungsprozesses des Unternehmens durchgeführt und überwacht die ergriffenen Massnahmen der Geschäftsleitung.

Die bedeutendsten finanziellen Verbindlichkeiten der Gesellschaft, ohne Derivate, umfassen verzinsliche Darlehen und Kredite, Finanzierungsleasing-Geschäfte sowie Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und weitere Verbindlichkeiten. Der Hauptzweck dieser finanziellen Verbindlichkeiten besteht in der Finanzierung der Geschäftstätigkeit und Akquisitionen der Gesellschaft. Sie verfügt nebst derivativen Instrumenten über verschiedene finanzielle Vermögenswerte wie flüssige Mittel sowie Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Forderungen, die direkt aus unserer Geschäftstätigkeit entstehen.

Die bedeutendsten Risiken, welche die Finanzinstrumente der Gesellschaft und letztendlich das Finanzergebnis beeinflussen, sind Rohstoffpreisrisiko, Kreditrisiko, Währungsumrechnungsrisiko, Zinsrisiko und Liquiditätsrisiko. Mit dem Einsatz derivativer Finanzinstrumente ist die Gesellschaft bestrebt, die Auswirkungen einiger dieser Risiken zu minimieren. Die Ver-

wendung von Finanzderivaten wird in den Risikogrundsätzen der Gesellschaft, die schriftliche Grundsätze zum Risikomanagement enthalten, geregelt.

### Management des Rohstoffpreisrisikos

Aufgrund der Art unseres Geschäfts ist die Gesellschaft im Rahmen ihrer normalen Geschäftstätigkeit erheblichen Risiken in Bezug auf Schwankungen des Rohöl- und Ölproduktpreises ausgesetzt. Viele Faktoren unseres Geschäfts werden von den vorherrschenden Marktbedingungen beeinflusst. Das gilt insbesondere für Veränderungen der Rohöl- oder Ölproduktpreise. Steigende oder sinkende Preise beeinflussen unsere Vorräte, Kaufentscheidungen und Aktivitäten im Rohstoffpreismanagement und wirken sich letztlich auf unsere realisierte Bruttomarge aus. Unsere kaufmännischen und betrieblichen Entscheidungen sind eine direkte Reaktion auf den Markt und passen sich an die jeweilige Marktsituation an.

Im Verlauf des Jahres 2009 hielten wir durchschnittlich 23 Millionen Barrel an Rohöl- und Produktvorräten. Die 23 Millionen Barrel entsprechen unserem durchschnittlichen Lagerbestand, um unseren täglichen Raffineriebetrieb und Verkaufsverpflichtungen erfüllen zu können. Diese Höhe schwankt täglich in Abhängigkeit vom Zeitpunkt des Rohstoffeinkaufs und des Produktverkaufs, den Geschäftstätigkeiten und der Optimierung der Rohstoff- und Produktpreise. In Bezug auf die Lagerhaltung sind wir den Schwankungen der Rohstoff- und Produktpreise ausgesetzt. Derzeit nutzen wir für ein definiertes Vorratsvolumen in erster Linie ein Rohstoffpreis-Managementprogramm zur Steuerung der Rohstoffpreisschwankungen. Im Rahmen dieses Programms schliessen wir Rohstoff-ICE-Terminkontrakte und Gegenpartei-Swaps ab, um die Preise bestimmter Rohstoffe zu fixieren.

Die von uns im Rahmen der FIFO-Lagerberechnungsmethode vorgenommene Darstellung der Gewinne wird durch die Volatilität der Rohstoff- und Produktpreise beeinflusst. In Zeiten extremer Preisvolatilität führt die FIFO-Berechnungsmethode zu einer Differenz zwischen den erfassten Rohölkosten und den dann geltenden aktuellen Marktpreisen. Diese Differenz kann von Zeit zu Zeit grösser sein als die natürliche Differenz, die sich durch die Zeitverzögerung bis zur Verarbeitung des Rohöls in Fertigprodukte ergibt. Wenn die Rohölpreise um USD 10 pro Barrel steigen oder fallen, können die Auswirkungen auf unsere Marge, angewandt auf die 23 Millionen Barrel, die wir durchschnittlich halten, zu einem Gewinn bzw. Verlust von rund USD 230 Millionen führen. Diese Auswirkungen würden durch unser Rohstoffpreis-Managementprogramm geringfügig ausgeglichen.

Darüber hinaus ist die Gesellschaft dem Raffineriemargen-Crack ausgesetzt, der das Ergebnis aus dem Kauf von Rohöl und dem entsprechenden Verkauf von Raffinerieprodukten ist. Wenn der Raffineriemargen-Crack aufgrund von Preisschwankungen bei Rohöl und Ölprodukten um USD 1 pro Barrel steigt oder fällt, hätte dieser Effekt im Jahr 2009 Gewinne oder Verluste vor Ertragssteuern in Höhe von etwa USD 193 Millionen und 2008 von etwa USD 230 Millionen zur Folge. In einem sich stetig ändernden Preisgefüge für Rohöl und Ölprodukte kommt es möglicherweise zu einem veränderten Geschäftsumfeld, Lagerbestandsänderungen oder anderen Faktoren, die geschäftliche oder betriebliche Entscheidungen beeinflussen. Solche Änderungen sind in der vorliegenden Analyse nicht berücksichtigt.

Die Gesellschaft setzt gegenwärtig keine bedeutenden derivativen Finanzinstrumente für spekulative Zwecke ein und es erfolgt keine Absicherung der Raffineriemargen. Diese Strategie wird laufend überprüft und an die aktuellen Konjunktur- und Marktbedingungen angepasst.

### Management des Kreditrisikos

Kreditrisiken entstehen aufgrund des potenziellen Unvermögens einer Vertragspartei, ihren vertraglichen Verpflichtungen nachzukommen, was zu einem finanziellen Verlust für das Unternehmen führen kann. Da die Gesellschaft ihren Kunden Handelskredite gewährt und Einlagen bei Banken und Finanzinstituten hat, ist sie Kreditrisiken ausgesetzt. Zur Minimierung des Kreditrisikos werden alle Kunden einer Bonitätsprüfung unterzogen und die Ausweitung von Krediten über festgelegte Schwellenwerte unterliegt einem Genehmigungsverfahren. Zudem unterhalten wir Beziehungen mit mehreren Banken, um die Konzentration unserer Risiken zu senken. Die Gesellschaft beabsichtigt, Handelskredite nur anerkannten, kreditwürdigen Drittparteien zu gewähren. Darüber hinaus werden die ausstehenden Forderungen kontinuierlich überwacht. Ausserdem begrenzt die Gesellschaft das Forderungsausfallrisiko durch Banksicherheiten wie Garantien oder Akkreditive und Kreditversicherungen.

Die Buchwerte der flüssigen Mittel und Forderungen in der konsolidierten Bilanz inklusive Derivate mit positiven Marktwerten stellen das höchstmögliche Kreditrisiko dar. Durch die Tatsache, dass die Debitoren der Gesellschaft vor allem grosse, finanzstarke und weltweit aktive Unternehmen wie z. B. grosse Ölfirmen sind, wird das Handelskreditrisiko weiter gesenkt. Darüber hinaus ist die Mehrheit der Forderungen von Unternehmen ohne Investment-Grade-Rating kreditversichert oder durch Akkreditive gedeckt.

### Management des Fremdwährungsrisikos

Da ein bedeutender Prozentsatz unserer Umsatzerlöse und ein Teil unseres Aufwands in EUR, CHF und GBP erfasst und danach in USD umgerechnet wird, ist die Gesellschaft einem Fremdwährungsrisiko ausgesetzt. Um das Währungsrisiko auf einem annehmbaren Niveau zu halten, setzt die Gesellschaft Finanzinstrumente (Swaps, Spot- und Fremdwährungsderivate) für das Management bestimmter Fremdwährungsrisiken ein, die mit Verkäufen, Vermögenswerten und Verbindlichkeiten in anderen Währungen als dem USD im Zusammenhang stehen. Die Gesellschaft ist dem Risiko von Fremdwährungsschwankungen in Bezug auf Betriebs- und Personalkosten ausgesetzt, die nicht auf USD lauten, da wir zurzeit auf diesen Kosten keine Fremdwährungs-Absicherung vornehmen.

In der folgenden Tabelle werden die Auswirkungen auf das Unternehmen detailliert dargestellt, wenn der Kurs des USD gegenüber der entsprechenden Fremdwährung um 5 % steigt oder fällt. 5 % ist der Sensitivitätssatz, wenn Fremdwährungsrisiken dem Management intern gemeldet werden. Die unten stehende Sensitivitätsanalyse beinhaltet die Auswirkungen von Devisenkursänderungen auf Erträge, Aufwendungen, Vermögenswerte, Schulden und Investitionsausgaben in Bezug auf den Gewinn vor Steuern. Kursänderungen wirken sich nur unwesentlich auf das Eigenkapital des Unternehmens aus.

(in Millionen USD)	Einfluss auf Gewinn vor Ertragssteuern
<b>2009</b>	
5 % Anstieg des EUR/USD-Kurses	(13,1)
5 % Anstieg des CHF/USD-Kurses	(3,6)
5 % Anstieg des GBP/USD-Kurses	(6,7)
5 % Rückgang des EUR/USD-Kurses	13,1
5 % Rückgang des CHF/USD-Kurses	3,6
5 % Rückgang des GBP/USD-Kurses	6,7
<b>2008</b>	
5 % Anstieg des EUR/USD-Kurses	(22,9)
5 % Anstieg des CHF/USD-Kurses	(7,8)
5 % Anstieg des GBP/USD-Kurses	(14,2)
5 % Rückgang des EUR/USD-Kurses	22,9
5 % Rückgang des CHF/USD-Kurses	7,8
5 % Rückgang des GBP/USD-Kurses	14,2

### Management des Zinsrisikos

Die Gesellschaft ist, vor allem durch verzinsliche Nettverbindlichkeiten, einem Zinsrisiko ausgesetzt. Das Zinsrisiko-

management der Gesellschaft zielt darauf ab, die Volatilität des Zinsaufwands in der konsolidierten Gesamtergebnisrechnung zu reduzieren. Langfristige Verbindlichkeiten zur Finanzierung unserer Akquisitionen werden deshalb zu festen Zinssätzen gehalten, während lediglich flüssige Mittel oder Darlehen aus unseren Betriebskapitalfazilitäten den Marktkonditionen unterliegen. Per 31. Dezember 2009 waren rund 8 % bzw. USD 151,9 Millionen unserer Nettoverschuldung (vor aktivierten Finanzierungskosten) einem Zinsrisiko ausgesetzt und per 31. Dezember 2008 rund 2 % bzw. USD 43,6 Millionen (vor aktivierten Finanzierungskosten). Zusätzlich unterliegen die Erlöse aus der Veräußerung der anspruchsberechtigten Forderungen im Rahmen unserer Factoring-Vereinbarung einem Zinsrisiko. Per 31. Dezember 2009 waren USD 159,3 Millionen (2008: Null) einem Zinsrisiko im Zusammenhang mit der Factoring-Vereinbarung ausgesetzt. Weitere Einzelheiten zur Factoring-Vereinbarung finden sich in Anhang 11 «Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Forderungen».

Die folgende Tabelle zeigt die Sensitivität einer angemessenen Zinssatzänderung auf den Gewinn der Gesellschaft vor Ertragssteuern, wenn alle anderen Variablen konstant bleiben. Zinsänderungen wirken sich nur unwesentlich auf das Eigenkapital der Gesellschaft aus.

(in Millionen USD)	Einfluss auf Gewinn vor Ertragssteuern
<b>2009</b>	
Anstieg um 2 % in LIBOR	(5,7)
Rückgang um 2 % in LIBOR	–
<b>2008</b>	
Anstieg um 2 % in LIBOR	(5,7)
Rückgang um 2 % in LIBOR	5,7

Da der durchschnittliche einwöchige Liborsatz für 2009 unter 1 % lag, hätte ein Rückgang von 2 % keine wesentlichen Auswirkungen auf den Gewinn vor Ertragssteuern der Gesellschaft.

### Risikomanagement der finanziellen Liquidität

Das vorrangige Ziel des Risikomanagements der finanziellen Liquidität der Gesellschaft besteht in der Sicherstellung einer starken Bonität und guter Eigenkapitalquoten, um unser Tagesgeschäft zu unterstützen, die Finanzierungskosten zu senken und den Shareholder-Value maximieren.

Das Management verpflichtet sich zur Erhaltung einer soliden Finanzlage bei der Umsetzung der Wachstumsstrategie der Gesellschaft. Im Rahmen des Akquisitionsprozesses erfolgt eine vorsichtige Evaluation des bezahlten Preises und der verfügbaren Finanzierungsmöglichkeiten für jeden erworbenen Vermögenswert. Bei den von der Gesellschaft erworbenen Vermögenswerten handelt es sich um Anlagevermögen, welche durch einen Anteil langfristiger Verbindlichkeiten gedeckt werden. Die Kapitalstruktur der Gesellschaft besteht aus Verbindlichkeiten, welche die im Anhang 16 «Verzinsliche Darlehen und Kredite» aufgeführten Kredite umfassen, flüssige Mittel sowie das den Aktionären der Muttergesellschaft zurechenbare Eigenkapital, bestehend aus ausgegebenem Aktienkapital, Reserven und Gewinnreserven wie in Anhang 21 «Eigenkapital» aufgeführt.

Das Management überprüft die Kapitalstruktur regelmäßig. Dabei werden die Kapitalkosten und die mit jeder Kapitalklasse verbundenen Risiken beurteilt. Obwohl sich der Finanzierungsgrad der Gesellschaft aufgrund von Akquisitionen und hohen Ölpreisschwankungen zeitweilig stark ändern kann, besteht das Ziel darin, ein Gearing (Nettoverschuldung zu Eigenkapital) von unter 40 % zu halten. Das Gearing am 31. Dezember präsentierte sich wie folgt:

(in Millionen USD)	2009	2008
Verzinsliche Darlehen und Kredite	1'833,4	1'881,9
Flüssige Mittel	(11,2)	(209,8)
<b>Nettoverschuldung</b>	<b>1'822,2</b>	<b>1'672,1</b>
<b>Eigenkapital</b>	<b>1'988,0</b>	<b>1'987,6</b>
<b>Verhältnis</b>		
Nettoverschuldung zu Eigenkapital	47,8 %	45,7 %

Die Zunahme der Nettoverschuldung zu Eigenkapital gegenüber dem angestrebten Gearing von 40 % in den Jahren 2009 und 2008 resultiert hauptsächlich im Zusammenhang mit der Abnahme des Eigenkapitals in Verbindung mit den Lagerverlusten in der zweiten Jahreshälfte 2008.

Die Verantwortung für das Liquiditätsrisikomanagement obliegt dem Verwaltungsrat, der für das kurz-, mittel- und langfristige Finanz- und Liquiditätsmanagement der Gesellschaft entsprechende Richtlinien zur Kontrolle des Liquiditätsrisikos erarbeitet hat. Die Gesellschaft kontrolliert das finanzielle Liquiditätsrisiko, indem sie angemessene Reserven und verfügbare



bare Betriebskreditfazilitäten hält, den prognostizierten und tatsächlichen Geldfluss laufend beobachtet und die Fälligkeitsprofile der finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten aufeinander abstimmt. In Anhang 16 «Verzinsliche Darlehen und Kredite» werden die bestehenden Fazilitäten und nicht ausgeschöpften Limiten ausgewiesen, die der Gesellschaft zur weiteren Verringerung des Risikos der finanziellen Liquidität zur Verfügung stehen.

Die nachstehende Tabelle fasst auf Grundlage der vertraglich vereinbarten und nicht diskontierten Zahlungen das Fälligkeitsprofil der finanziellen Verbindlichkeiten der Gesellschaft per 31. Dezember 2009 und 2008 zusammen:

(in Millionen USD)	Total	Auf Verlangen	Weniger als 3 Monate	3 bis 12 Monate	1 bis 5 Jahre	Über 5 Jahre
<b>31. Dezember 2009</b>						
Verzinsliche Darlehen und Kredite <sup>1)</sup>	2'795,5	163,1	31,5	94,5	1'077,0	1'429,4
Verpflichtungen aus Finanzierungsleasing	36,9	–	1,0	3,3	14,5	18,1
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1'463,4	–	1'417,2	46,2	–	–
Übrige Verbindlichkeiten <sup>2)</sup>	277,0	–	277,0	–	–	–
Derivative Finanzinstrumente	4,0	–	4,0	–	–	–
<b>Total</b>	<b>4'576,8</b>	<b>163,1</b>	<b>1'730,7</b>	<b>144,0</b>	<b>1'091,5</b>	<b>1'447,5</b>

(in Millionen USD)	Total	Auf Verlangen	Weniger als 3 Monate	3 bis 12 Monate	1 bis 5 Jahre	Über 5 Jahre
<b>31. Dezember 2008</b>						
Verzinsliche Darlehen und Kredite <sup>1)</sup>	2'592,4	253,4	25,0	75,0	885,0	1'354,0
Verpflichtungen aus Finanzierungsleasing	40,1	–	1,0	3,3	14,8	21,0
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1'166,3	107,9	1'057,1	1,3	–	–
Übrige Verbindlichkeiten <sup>2)</sup>	319,5	–	319,5	–	–	–
Derivative Finanzinstrumente	49,5	–	49,5	–	–	–
<b>Total</b>	<b>4'167,8</b>	<b>361,3</b>	<b>1'452,1</b>	<b>79,6</b>	<b>899,8</b>	<b>1'375,0</b>

<sup>1)</sup> Einschliesslich erwartete Zinszahlungen.

<sup>2)</sup> Nicht enthalten sind USD 545,7 Millionen und USD 833,0 Millionen per 31. Dezember 2009 bzw. 2008 für übrige Verbindlichkeiten und passive Rechnungsabgrenzungen, die nicht als finanzielle Verbindlichkeiten qualifizieren.

## 27 Finanzinstrumente

Zu den Finanzinstrumenten in der konsolidierten Bilanz zählen flüssige Mittel, Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, kurzfristige und langfristige Darlehen und Verbindlichkeiten. Der Nennwert dieser Instrumente entspricht in etwa dem beizulegenden Zeitwert.

Die in der Konzernrechnung enthaltenen Finanzinstrumente der Gesellschaft sind nachstehend aufgeführt:

(in Millionen USD)		31. Dezember 2009					
	Kategorie in Übereinstimmung mit IAS 39	Buchwert	Fortgeführte Anschaf- fungskosten	Anschaf- fungswert	Erfolgs- wirksam erfasster beizulegen- der Zeitwert	In der konsoli- dierten Bilanz ausgewiesene Beträge gemäss IAS 17	Beizulegender Zeitwert
<b>Finanzielle Vermögenswerte</b>							
Flüssige Mittel	C	11,2	–	–	11,2	–	11,2
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, netto	LaR	1'051,4	1'051,4	–	–	–	1'051,4
Übrige Forderungen <sup>1)</sup>	LaR	18,1	18,1	–	–	–	18,1
Zur Veräusserung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	AfS	28,6	–	0,9	27,7	–	28,6
Übrige finanzielle Vermögenswerte	LaR	5,6	5,6	–	–	–	5,6
Derivative Finanzinstrumente <sup>2)</sup>	FAHfT	0,6	–	–	0,6	–	0,6
<b>Finanzielle Verbindlichkeiten</b>							
Verzinsliche Darlehen und Kredite	FLAC	1'833,4	1'833,4	–	–	–	1'913,1
Verpflichtungen aus Finanzierungsleasing	n.a.	28,5	–	–	–	28,5	28,5
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	FLAC	1'463,4	1'463,4	–	–	–	1'463,4
Übrige Verbindlichkeiten <sup>3)</sup>	FLAC	277,0	277,0	–	–	–	277,0
Derivative Finanzinstrumente	FLHfT	4,0	–	–	4,0	–	4,0
<b>Davon: aggregiert nach Kategorie in Übereinstimmung mit IAS 39</b>							
Flüssige Mittel (C)		11,2	–	–	11,2	–	11,2
Darlehen und Forderungen (LaR)		1'075,1	1'075,1	–	–	–	1'075,1
Zur Veräusserung verfügbare finanzielle Vermögenswerte (AfS)		28,6	–	0,9	27,7	–	28,6
Zu Handelszwecken gehaltene finanzielle Vermögenswerte (FAHfT)		0,6	–	–	0,6	–	0,6
Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete finanzielle Verbindlichkeiten (FLAC)		3'573,8	3'573,8	–	–	–	3'653,5
Zu Handelszwecken gehaltene finanzielle Verbindlichkeiten (FLHfT)		4,0	–	–	4,0	–	4,0

<sup>1)</sup> Nicht enthalten sind USD 81,7 Millionen und USD 123,7 Millionen per 31. Dezember 2009 bzw. 2008 für übrige Forderungen und aktive Rechnungsabgrenzungen, die nicht als finanzielle Vermögenswerte qualifizieren.

<sup>2)</sup> Davon ausgenommen ist ein Anteil für Sicherungsgeschäfte in der Höhe von USD 7,1 Millionen per 31. Dezember 2009 und eine Verbindlichkeit in der Höhe von USD 2,6 Millionen per 31. Dezember 2008.

<sup>3)</sup> Nicht enthalten sind USD 545,7 Millionen und USD 833,0 Millionen per 31. Dezember 2009 bzw. 2008 für übrige Verbindlichkeiten und passive Rechnungsabgrenzungen, die nicht als finanzielle Verbindlichkeiten qualifizieren.

31. Dezember 2008						
Buchwert	Fortgeführte Anschaf- fungskosten	Anschaf- fungswert	Erfolgs- wirksam erfasster beizulegen- der Zeitwert	In der konsoli- dierten Bilanz ausgewiesene Beträge gemäss IAS 17	Beizulegender Zeitwert	
209,8	–	–	209,8	–	209,8	
1'221,3	1'221,3	–	–	–	1'221,3	
62,7	62,7	–	–	–	62,7	
30,5	–	2,8	27,7	–	30,5	
3,0	3,0	–	–	–	3,0	
26,6	–	–	26,6	–	26,6	
1'881,9	1'881,9	–	–	–	1'953,4	
30,3	–	–	–	30,3	30,3	
1'166,3	1'166,3	–	–	–	1'166,3	
319,5	319,5	–	–	–	319,5	
49,5	–	–	49,5	–	49,5	
209,8	–	–	209,8	–	209,8	
1'287,0	1'287,0	–	–	–	1'287,0	
30,5	–	30,5	–	–	30,5	
26,6	–	–	26,6	–	26,6	
3'367,7	3'367,7	–	–	–	3'439,2	
49,5	–	–	49,5	–	49,5	

(Nettoverlust)/Nettogewinn nach Bewertungskategorie	Aus Zinsen	Akkretions- aufwand/ amortisierte Finanzierungs- kosten <sup>1)</sup>	Aus Folgebewertung		2009	(Nettoverlust)/ Nettogewinn 2008
			Zum beizulegenden Zeitwert	Wertminderung/ Wertaufholung		
(in Millionen USD)						
Darlehen und Forderungen (LaR)	–	–	–	(0,7)	(0,7)	(0,3)
Zur Veräusserung verfügbare finanzielle Vermögenswerte (AfS)	–	–	–	(2,3)	(2,3)	–
Zu Handelszwecken gehaltene finanzielle Vermögenswerte (FAHfT)	–	–	–	–	–	0,1
Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete finanzielle Verbindlichkeiten (FLAC)	(116,0)	(25,4)	–	–	(141,4)	(127,5)
Zu Handelszwecken gehaltene finanzielle Verbindlichkeiten (FLHfT)	–	–	(32,6)	–	(32,6)	(89,4)
<b>Nettoverlust</b>	<b>(116,0)</b>	<b>(25,4)</b>	<b>(32,6)</b>	<b>(3,0)</b>	<b>(177,0)</b>	<b>(217,1)</b>

<sup>1)</sup> Umfasst Aufwendungen im Zusammenhang mit dem Zeichnungsangebot für die Wandelanleihe 2013 (einschliesslich Abschreibungen für die verbliebenen kapitalisierten Finanzierungskosten und der Differenz zwischen dem Buchwert und dem beizulegenden Zeitwert der Fremdkapitalkomponente).

### Nicht als Absicherungsinstrumente festgelegte Derivate

Die Gesellschaft verwendet Rohstoffinstrumente, um die Schwankungen im Zusammenhang mit Rohstoffpreisen auf festgelegten Lagerniveaus zu kontrollieren. Die Gesellschaft verwendet ausserdem auch Finanzinstrumente (Swaps und Devisenterminkontrakte), um das Fremdwährungsrisiko zu kontrollieren. Diese derivativen Finanzinstrumente sind nicht als effektive Hedginginstrumente vorgesehen und sämtliche Gewinne und Verluste im Zusammenhang mit Änderungen des beizulegenden Zeitwerts dieser Instrumente werden in der Gesamtergebnisrechnung erfasst.

### Als Absicherungsinstrumente festgelegte Derivate

In Bezug auf die Lagerhaltung von Pflichtbeständen der deutschen Regierung und Festpreisverträgen für den Verkauf von Bitumen in Grossbritannien schliesst das Unternehmen fixe Preiskontrakte für den Kauf und Verkauf von bestimmten Mengen an Benzin, Gasöl und Bitumen ab. Infolgedessen gehen wir Benzin- und Kraftstoff-Swaps und Gasöl-Terminkontrakte ein, um das Preisrisiko im Zusammenhang mit solchen Festpreisverträgen zu kontrollieren. Im Zusammenhang mit den Absicherungsinstrumenten für die Lagerhaltung von Pflichtbeständen der deutschen Regierung waren per 31. Dezember 2009 keine Beträge ausstehend. Der als Vermögenswert in der konsolidierten Bilanz erfasste beizulegende Zeitwert für Kraftstoff-Swaps per 31. Dezember 2009 beläuft sich auf USD 7,1 Millionen (2008: Verbindlichkeit von USD 2,6 Millionen). Im Jahr

2009 realisierte die Gesellschaft einen Gewinn von USD 10,6 Millionen (2008: ein Verlust von USD 64,3 Millionen) im Zusammenhang mit Absicherungsinstrumenten und einen Verlust von USD 13,5 Millionen (2008: ein Gewinn von USD 67,7 Millionen) im Zusammenhang mit den abgesicherten Positionen. Im Laufe des Geschäftsjahres wurde der beizulegende Zeitwert der Benzin- und Kraftstoff-Swaps mittels Terminpreiskurven von Brokernotierungen ermittelt, während der beizulegende Zeitwert der Gasöl-Terminkontrakte anhand von veröffentlichten Notierungen an der ICE ermittelt wurde.

### Hierarchie des beizulegenden Zeitwerts

Für die Festlegung und Offenlegung des beizulegenden Zeitwerts der Finanzinstrumente nach Bewertungstechnik verwendet die Gesellschaft die folgende Hierarchie:

Ebene 1: Notierte (nicht bereinigte) Preise in aktiven Märkten für identische Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten.

Ebene 2: Andere Techniken, bei denen alle Inputs, die einen wesentlichen Einfluss auf den erfassten beizulegenden Zeitwert haben, entweder direkt oder indirekt nachvollziehbar sind.

Ebene 3: Techniken, die Inputs verwenden, die einen wesentlichen Einfluss auf den erfassten beizulegenden Zeitwert haben und nicht auf beobachtbaren Marktdaten beruhen.

Die folgende Tabelle zeigt die per 31. Dezember 2009 zum beizulegenden Zeitwert bewerteten Vermögenswerte und Verbindlichkeiten der Gesellschaft:

(in Millionen USD)

	31. Dezember 2009			
	Ebene 1	Ebene 2	Ebene 3	Total
<b>Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Vermögenswerte</b>				
Finanzielle Vermögenswerte die erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden				
Derivative Finanzinstrumente – zu Handelszwecken gehalten	0,6	–	–	0,6
Derivative Finanzinstrumente – als Sicherungsgeschäfte	7,1	–	–	7,1
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	–	–	27,7	27,7
<b>Total Vermögenswerte, bewertet zum beizulegenden Zeitwert</b>	<b>7,7</b>	<b>–</b>	<b>27,7</b>	<b>35,4</b>
<b>Zum beizulegenden Zeitwert bewertete finanzielle Verbindlichkeiten</b>				
Finanzielle Verbindlichkeiten die erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden				
Derivative Finanzinstrumente – zu Handelszwecken gehalten	4,0	–	–	4,0
<b>Total Verbindlichkeiten, bewertet zum beizulegenden Zeitwert</b>	<b>4,0</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>4,0</b>

Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte umfassen nicht börsennotierte Aktien. Für das per 31. Dezember 2009 endende Geschäftsjahr kam es bei diesen Instrumenten zu keinen Änderungen des beizulegenden Zeitwerts.

## 28 Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen

Die Gesellschaft unterhält Beziehungen mit ihren Tochtergesellschaften, assoziierten Gesellschaften, anderen Beteiligungsgesellschaften, dem Verwaltungsrat und der Geschäftsleitung.

Sämtliche Transaktionen der Gesellschaft und ihren Tochtergesellschaften werden bei der Konsolidierung eliminiert und sind in diesem Anhang nicht offengelegt. Einzelheiten zu den Transaktionen zwischen der Gesellschaft und weiteren Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen werden nachstehend aufgeführt.

(in Millionen USD)	Wareneinkäufe		Sonstige Transaktionen		Von nahestehenden Unternehmen und Personen geschuldete Beträge	
					31. Dezember	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
<b>Assoziierte Gesellschaften</b>						
Raffinerie du Midi	–	1,2	2,0	–	–	–
PBF Investment LLC	–	–	–	0,1	–	–
Groupement Pétrolier de Saint Pierre des Corps	–	0,6	–	–	–	–
Sempachtank AG	0,1	0,1	–	–	–	–
Société Genevoise des Pétroles SA	0,1	–	–	0,1	0,1	1,6
<b>Total</b>	<b>0,2</b>	<b>1,9</b>	<b>2,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,1</b>	<b>1,6</b>

Verkäufe an und Käufe von nahestehenden Unternehmen und Personen werden zu regulären Marktpreisen abgewickelt. Im Allgemeinen sind die ausstehenden Salden zum Jahresende nicht besichert und zinslos; die Abrechnung erfolgt üblicherweise in bar. Für die Forderungen und Verbindlichkeiten der nahestehenden Unternehmen und Personen wurden keine Garantien gegeben oder erhalten. Darüber hinaus wurden keine Rückstellungen für zweifelhafte Forderungen im Zusammenhang mit den von nahestehenden Unternehmen und Personen geschuldeten Beträgen gebildet. Die Beurteilung wird in jedem Geschäftsjahr mittels Prüfung der finanziellen Lage der nahestehenden Unternehmen und Personen und dem Markt, in welchem diese tätig sind, vorgenommen.

### Garantien

Die Petroplus Holdings AG garantiert für gewisse Verpflichtungen von Tochtergesellschaften gegenüber Dritten. Weitere Einzelheiten finden sich in Anhang 7 «Eventualverbindlichkeiten/Garantien und Verpfändungen» der statutarischen Jahresrechnungen der Petroplus Holdings AG.

### Vergütungen des Verwaltungsrats und der Geschäftsleitung

Am 1. März 2008 wurde Robert J. Lavinia zum CEO der Gesellschaft ernannt. Mit Wirkung per 1. September 2009 löste Jean-Paul Vettier Robert J. Lavinia als CEO der Gesellschaft ab.

Ende 2009 bestand das Management aus vierzehn aktiven Personen (2008: vierzehn), darunter zehn nicht geschäftsführende Verwaltungsratsmitglieder und vier Geschäftsleitungsmitglieder.

Die Vergütung für das vorhin beschriebene Management (einschliesslich zwei ehemalige Geschäftsleitungsmitglieder), gestaltet sich wie folgt:

(in Millionen USD)	2009	2008
Kurzfristig fällige Leistungen an Arbeitnehmer	10,7	11,5
Leistungen nach Beendigung des Arbeitsverhältnisses	0,6	0,5
Aktienbasierte Vergütungen <sup>1) 2)</sup>	3,7	24,5
<b>Total der Vergütungen an den Verwaltungsrat und die Geschäftsleitung</b>	<b>15,0</b>	<b>36,5</b>

<sup>1)</sup> Der beizulegende Zeitwert der gewährten Optionen/beschränkten Aktienanrechte (RSU) wurde in Übereinstimmung mit IFRS 2, *aktienbasierte Vergütungen*, ermittelt. Im Gegensatz zur Behandlung unter IFRS 2, gemäss dem der beizulegende Zeitwert der Optionen/RSUs als Aufwand während des Erbringungszeitraums ausgewiesen wird, verlangt das Schweizerische Obligationenrecht (OR) die Darstellung des gesamten Marktwerts der Optionen/RSU am Tag der Gewährung und erfolgt auf der Grundlage der Bewertungsgrundsätze gemäss einem Steuerbescheid der Schweizer Steuerbehörden. Der vorstehende Aufwand für aktienbasierte Vergütungen ist somit nicht abstimbar mit den im Anhang 6 «Entschädigung, Beteiligungen und Darlehen» der statuarischen Jahresrechnungen der Petroplus Holdings AG per 31. Dezember 2009 ausgewiesenen Beträgen.

<sup>2)</sup> Die Finanzwerte für 2008 wurden in Übereinstimmung mit IFRS 2 (überarbeitet) «*Aktienbasierte Vergütungen – Ausübungsbedingungen und Annullierungen*» um USD 21,5 Millionen angepasst. Weitere Einzelheiten finden sich im Anhang 2 «Rechnungslegungsgrundsätze».

Die Vergütung des Verwaltungsrates und der Geschäftsleitung wird vom Entschädigungsausschuss nach Berücksichtigung der individuellen Leistungen und der Marktentwicklung festgelegt.

### Sonstiges

Im März 2008 sind wir mit der Blackstone Group und First Reserve eine Partnerschaft («PBF») eingegangen, um Akquisitionen von Rohölraffinerien in den Vereinigten Staaten von Amerika, deren Hoheitsgebiete und in Ostkanada nachzugehen. PBF TDO Investments LLC, die im Besitz unseres Verwaltungsratspräsidenten Thomas D. O'Malley ist, Horse Island Partners und The T.D. & M.A. O'Malley Foundation sind ebenfalls mit einer Partnerschaft von 3 % an PBF beteiligt.

Thomas O'Malley fungiert als CEO und Verwaltungsratspräsident von PBF. Der anteilige Beitrag der Gesellschaft an seine Vergütung für 2009 belief sich auf USD 0,4 Millionen (2008: USD 0,4 Millionen).

## 29 Anzahl Mitarbeiter

Die nachstehende Tabelle enthält Informationen zur Anzahl der vollbeschäftigten Angestellten in den aufgeführten Zeiträumen:

Anzahl Mitarbeitende	31. Dezember 2009 <sup>1)</sup>	31. Dezember 2008
Schweiz	500	489
Belgien	353	362
Grossbritannien	742	784
Deutschland	391	384
Frankreich	855	859
Übrige	4	4
<b>Total</b>	<b>2'845</b>	<b>2'882</b>

<sup>1)</sup> Beinhaltet Mitarbeiter der Verarbeitungsanlage Antwerpen, die während des angegebenen Zeitraumes noch nicht veräussert war.

## 30 Akquisitionen

### Akquisitionen der Raffinerien Petit Couronne und Reichstett im Jahr 2008

Gemäss Kaufvertrag vom 31. März 2008 hat das Unternehmen die Akquisition der französischen Raffinerien in Petit Couronne und Reichstett abgeschlossen. Der Kaufpreis belief sich insgesamt auf USD 810,9 Millionen, netto. Finanziert wurde die Transaktion mit Erlösen aus der Ausgabe von erstrangigen, gesicherten Wandelanleihen über USD 500 Millionen, durch Inanspruchnahme der Betriebskreditfazilität und durch verfügbare Barmittel.

Während des dritten Quartals 2008 erwarb die Gesellschaft eine Beteiligung von 5,5% an der Société des Transports Pétroliers par Pipeline («Trapil») für USD 20,6 Millionen als Teil des ursprünglichen Akquisitionsabkommens der französischen Raffinerien.

In früheren Berichtszeiträumen fand die Berechnung der Kaufpreisallokation seitens des Unternehmens auf provisorischer Basis statt. Die Kaufpreiszuteilung wurde im März 2009 nach abschliessender Einigung mit Shell in Bezug auf den an die Gesellschaft zu übertragenden Werte des Lagers, der Forderungen und Pensionsverpflichtungen abgeschlossen, was zu den nachstehenden Anpassungen führte:

Da die Finalisierung der Kaufpreisallokation nicht zu wesentlichen Änderungen der Vermögenswerte, Verbindlichkeiten oder des Ergebnisses führte, wurden die Bilanzen der früheren Berichtszeiträume nicht angepasst. Wenn die Gesellschaft die konsolidierte Gesamtergebnisrechnung auf Grundlage der aktualisierten Vermögensbilanz angepasst hätte, wäre der Nettoverlust für die per 31. Dezember 2008 abgelaufenen zwölf Monate rund USD 3,2 Millionen tiefer ausgefallen und rund USD 3,2 Millionen höher für die per 31. Dezember 2009 abgelaufenen zwölf Monate. Im Laufe des Jahres 2009 vereinnahmte die Gesellschaft USD 9,0 Millionen im Zusammenhang mit der abschliessenden Anpassung der Kaufpreisallokation. Die konsolidierte Gesamtergebnisrechnung und die konsolidierte Geldflussrechnung umfassen neun Monate der Geschäftstätigkeit der Raffinerien in Petit Couronne und Reichstett für das per 31. Dezember 2008 endende Geschäftsjahr.

Der Gesellschaft stehen nicht genügend Informationen zur Verfügung, um eine zuverlässige Schätzung des Buchwertes der Nettovermögenswerte vor der Akquisition zu berechnen. Die Darstellung von Pro-forma-Finanzinformationen würde erhebliche Schätzungen und Annahmen hinsichtlich der Gesellschaft erfordern und kann deshalb nicht abgegeben werden. Zudem erstellt die Gesellschaft keine Finanzinformationen bis auf Ebene des Reingewinns ihrer Raffinerien.

### Kaufpreis

(in Millionen USD)

Kaufpreis	784,1
Gebühren	26,8
<b>Total Kaufpreis</b>	<b>810,9</b>

### Kaufpreisallokation

(in Millionen USD)

#### Erworbene Vermögenswerte

	Vorläufige Kaufpreisallokation	Änderungen per Erwerbszeitpunkt	Beizulegender Zeitwert
Vorräte	632,7	(1,4)	631,3
Übrige Forderungen und aktive Rechnungsabgrenzungen	55,1	25,8	80,9
Immaterielle Vermögenswerte	1,9	–	1,9
Sachanlagen	373,8	(29,3)	344,5
Anteile an assoziierten Unternehmen	13,4	–	13,4
Zur Veräusserung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	27,7	–	27,7
Latente Ertragssteueransprüche	38,5	10,3	48,8
<i>Total Vermögenswerte</i>	<i>1'143,1</i>	<i>5,4</i>	<i>1'148,5</i>

#### Erworbene Verbindlichkeiten

Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	203,6	–	203,6
Andere Verbindlichkeiten	35,4	26,0	61,4
Übrige finanzielle Verbindlichkeiten	72,6	–	72,6
<i>Total Verbindlichkeiten</i>	<i>311,6</i>	<i>26,0</i>	<i>337,6</i>
<b>Erworbene Vermögenswerte</b>	<b>831,5</b>	<b>(20,6)</b>	<b>810,9</b>

Total Kaufpreis	831,5	(20,6)	810,9
<b>Nettogeldabfluss aus Transaktion</b>	<b>831,5</b>	<b>(20,6)</b>	<b>810,9</b>



## 31 Tochtergesellschaften

Tochtergesellschaft		Aktienkapital (in Mio. Lokalwährung)	2009	2008	Aktivitäten*
<b>Schweiz</b>					
Oleoduc du Jura Neuchatelois S.A., Cornaux	CHF	1,000	80,0 %	80,0 %	P/T
Petroplus Marketing AG, Zug	CHF	51,400	100,0 %	100,0 %	H/F, M
Petroplus Refining Cressier SA, Cressier	CHF	5,000	100,0 %	100,0 %	R
Petroplus Tankstorage AG, Zug	CHF	5,000	100,0 %	100,0 %	P/T
Société Immobilière Les Planches Vallier SA, Cressier	CHF	0,050	100,0 %	100,0 %	A
Petroplus Switzerland Investment GmbH, Zug	CHF	1'000	100,0 %	100,0 %	H/F
<b>Belgien</b>					
Belgian Refining Corporation N.V., Antwerpen	EUR	51,150	100,0 %	100,0 %	R
Petrobel N.V., Kontich	EUR	0,372	100,0 %	100,0 %	M
Petroplus Refining Antwerp Bitumen N.V. , Antwerpen <sup>1)</sup>	USD	19,760	100,0 %	100,0 %	R
Petroplus Refining Antwerp N.V., Antwerpen <sup>1)</sup>	USD	50,260	100,0 %	100,0 %	R
Universal Holding N.V., Antwerpen	USD	11,580	100,0 %	100,0 %	H/F
<b>Bermuda</b>					
Argus International Ltd., Hamilton	USD	1'500,000	100,0 %	100,0 %	H/F
Petroplus Finance Ltd., Hamilton	USD	0,010	100,0 %	100,0 %	H/F
Petroplus Finance 2 Ltd., Hamilton	USD	1'450,000	100,0 %	100,0 %	H/F
Petroplus Finance 3 Ltd., Hamilton <sup>2)</sup>	USD	0,010	100,0 %	n/a	H/F
<b>Zypern</b>					
Rivermill Investments Ltd., Nikosia	EUR	0,002	99,9 %	99,9 %	H/F
<b>Tschechische Republik</b>					
Marimpex Prague (Zweigniederlassung), Prag		–	100,0 %	100,0 %	M
Petroplus Czech Republic s.r.o., Prag	CZK	31,000	100,0 %	100,0 %	M
<b>Frankreich</b>					
SKI Patricipations SA, Villeneuve d'Ascq	EUR	0,045	100,0 %	100,0 %	H/F
Société Française du Pipeline du Jura, Paris	EUR	3,114	100,0 %	100,0 %	P/T
Petroplus Holdings France SAS, Paris la Défense Cedex	EUR	76,151	100,0 %	100,0 %	H/F
Petroplus Marketing France SAS, Paris la Défense Cedex	EUR	20,731	100,0 %	100,0 %	M
Petroplus Raffinage Petit-Couronne SAS, Petit Couronne	EUR	89,724	100,0 %	100,0 %	R
Petroplus Pipelines Petit-Couronne SAS, Petit Couronne	EUR	1,370	100,0 %	100,0 %	P/T
Petroplus Raffinage Reichstett SAS, Reichstett	EUR	40,854	100,0 %	100,0 %	R
Petroplus Pipelines Reichstett SAS, Reichstett	EUR	0,388	100,0 %	100,0 %	P/T

### \* Aktivitäten

<b>H/F = Holding/Finanzen:</b>	Diese Unternehmenseinheit ist eine Holding und/oder erfüllt Finanzfunktionen für die Gruppe.
<b>M = Marketing:</b>	Diese Unternehmenseinheit erfüllt Vermarktungs- und Verkaufsaufgaben innerhalb der Gruppe.
<b>R = Raffinieren:</b>	Diese Unternehmenseinheit erfüllt Raffinerieaktivitaten innerhalb der Gruppe.
<b>P/T = Pipeline/Tanklager:</b>	Diese Unternehmenseinheit betreibt entweder eine Pipeline oder ein Tanklager.
<b>A = Andere:</b>	Umfasst Immobilien und Entsorgung.

Tochtergesellschaft		Aktienkapital (in Mio. Lokalwährung)	2009	2008	Aktivitäten
<b>Deutschland</b>					
Marimpex Mineralöl-Handelsgesellschaft mbH, Hamburg	EUR	6,647	100,0 %	100,0 %	H/F
Petroplus Deutschland GmbH, Ingolstadt	EUR	2,960	100,0 %	100,0 %	M
Petroplus Raffinerie Ingolstadt GmbH, Kösching	EUR	10,000	100,0 %	100,0 %	R
Petroplus Bayern GmbH, Kösching	EUR	0,170	100,0 %	100,0 %	M
Petroplus Tankstorage Holding GmbH, Ingolstadt	EUR	0,250	100,0 %	100,0 %	H/F
Petroplus Tankstorage Holding Deutschland GmbH, Ingolstadt	EUR	0,025	100,0 %	100,0 %	H/F
<b>Niederlande</b>					
European Petroleum Corporation (EPC) B.V., Rotterdam <sup>3)</sup>	EUR	–	–	100,0 %	H/F
Petroplus Holdings B.V., Rotterdam	EUR	0,113	100,0 %	100,0 %	H/F
Petroplus International B.V., Rotterdam	EUR	1,235	100,0 %	100,0 %	H/F
Petrotrade B.V., Rotterdam <sup>4)</sup>	EUR	–	–	100,0 %	M
<b>Niederländische Antillen</b>					
European Petroleum Holdings N.V., Curaao <sup>4)</sup>	USD	–	–	100,0 %	H/F
<b>Grossbritannien</b>					
Petroplus Marketing Ltd., Teesside, Middlesbrough	GBP	0,010	100,0 %	100,0 %	M
Petroplus Refining & Marketing Ltd., Stanford-Le-Hope	GBP	79,790	100,0 %	100,0 %	R
Petroplus Refining Teesside Ltd., Middlesbrough	GBP	0,020	100,0 %	100,0 %	M
<b>Luxemburg</b>					
Argus International S.a r.l., Munsbach	EUR	0,040	100,0 %	100,0 %	H/F
Argus Energy S.a r.l., Munsbach	EUR	0,040	100,0 %	100,0 %	H/F
<b>Portugal</b>					
Refinaria Vasco da Gama, Lissabon	EUR	0,050	100,0 %	100,0 %	H/F
<b>USA</b>					
Argus Services Corporation, Delaware	USD	0,000	100,0 %	100,0 %	H/F

<sup>1)</sup> Am 31. Dezember 2009 als «zur Veräusserung gehalten» klassifiziert.

<sup>2)</sup> Die Gesellschaft wurde am 25. August 2009 gegründet.

<sup>3)</sup> Fusioniert mit Petroplus International B.V., Rotterdam, im Jahr 2009.

<sup>4)</sup> Liquidiert im Jahr 2009.

Anteile an assoziierten Unternehmen		Aktienkapital (in Mio. Lokalwährung)	2009	2008	Aktivitäten
-------------------------------------	--	--	------	------	--------------

**Schweiz**

Pflichtlagergesellschaft für Mineralöle, Zug	CHF	1,000	35,0 %	35,0 %	P/T
SOGEP Société Genevoise des Pétroles, Vernier	CHF	0,100	32,0 %	32,0 %	P/T
Sempachtank AG, Neuenkirch	CHF	0,113	22,0 %	22,0 %	P/T

**Frankreich**

Raffinerie du Midi, Paris	EUR	3,432	33,3 %	33,3 %	P/T
Groupement Pétrolier de Saint Pierre des Corps, Cergy	EUR	0,330	20,0 %	20,0 %	P/T

**USA**

PBF Investments LLC and Affiliates, Greenwich, CT	USD	30,884	35,4 %	35,4 %	H/F
---	-----	--------	--------	--------	-----

Zur Veräusserung verfügbare Beteiligungen		Aktienkapital (in Mio. Lokalwährung)	2009	2008	Aktivitäten
--	--	--	------	------	--------------

**Frankreich**

Entrepôt Pétrolier de Valenciennes, Haulchin	EUR	0,480	16,0 %	16,0 %	P/T
Entrepôt Pétrolier de Mulhouse, Illzach	EUR	0,287	14,3 %	14,3 %	P/T
Société des Transports Pétroliers par Pipeline (Trapil), Paris	EUR	13,160	5,5 %	5,5 %	P/T

**Deutschland**

RBE-Rheinische Bio Ester GmbH & Co. KG, Neuss	EUR	8,000	15,0 %	15,0 %	R
GSB Sonderabfallentsorgung Bayern GmbH, Bayern	EUR	42,260	0,3 %	0,3 %	A

**Schweiz**

SAPPRO SA (Société du Pipeline a Produits Pétroliers sur Territoire Genevois), Vernier	CHF	0,653	12,3 %	12,3 %	P/T
--	-----	-------	--------	--------	-----

Keine der oben aufgeführten Tochtergesellschaften, assoziierten Gesellschaften oder zur Veräusserung verfügbaren Beteiligungsgesellschaften sind an der SIX Swiss Exchange oder an einer anderen Börse kotiert.

## 32 Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Am 23. Oktober 2009 schloss Petroplus eine rechtskräftige Vereinbarung zum Verkauf der Verarbeitungsanlage Antwerpen mit Eurotank Belgium B.V. ab. Hierbei handelt es sich um eine hundertprozentige Tochtergesellschaft der Vitol Tank Terminals International B.V., Teil der Vitol Unternehmensgruppe. Der Verkauf wurde am 12. Januar 2010 vollendet. Die Erlöse betragen USD 55,0 Millionen einschliesslich der Kohlenwasserstoffvorräte am Betriebsstandort. Letzte Anpassungen des Betriebskapitals sowie der Nettoverbindlichkeiten werden im zweiten Quartal 2010 vorgenommen.

Am 22. Januar 2010 gab die Petroplus Holdings AG bekannt, dass ihr Anlagevehikel, die PBF Investments LLC, Verhandlungen zum Kauf der Terminalanlagen und der stillgelegten Raffinerieanlagen in Delaware City von der Valero Energy Corporation führt. Für den Abschluss der Verhandlungen liegt kein festgelegter Fahrplan vor und die Parteien führen ihre Gespräche fort.

Es sind keine Ereignisse vorgefallen, die einen Einfluss auf die konsolidierte Bilanz oder die konsolidierte Gesamtergebnisrechnung für das am 31. Dezember 2009 abgeschlossene Geschäftsjahr hatten.

## 33 Freigabe der Konzernrechnung

Diese Konzernrechnung wurde vom Verwaltungsrat am 3. März 2010 zur Veröffentlichung freigegeben und wird der Generalversammlung am 5. Mai 2010 zur Genehmigung empfohlen.


Zug, 3. März 2010

Petroplus Holdings AG  
Für den Verwaltungsrat:



Thomas D. O'Malley  
Verwaltungsratspräsident

# Bericht der Revisionsstelle



Ernst & Young AG  
Bleicherweg 21  
Postfach  
CH-8002 Zürich

Telefon +41 58 286 31 11  
Fax +41 58 286 30 04  
www.ey.com/ch

An die Generalversammlung der  
**Petroplus Holdings AG, Zug**

Zürich, 3. März 2010

**Bericht der Revisionsstelle zur Konzernrechnung**

Als Revisionsstelle haben wir die beiliegende Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG, bestehend aus konsolidierter Gesamtergebnisrechnung, konsolidierter Bilanz, konsolidierter Geldflussrechnung, Veränderungen des konsolidierten Eigenkapitals und Anhang zur Konzernrechnung (Seite 90-156), für das am 31. Dezember 2009 abgeschlossene Geschäftsjahr geprüft.

*Verantwortung des Verwaltungsrates*  
Der Verwaltungsrat ist für die Aufstellung der Konzernrechnung in Übereinstimmung mit den International Financial Reporting Standards (IFRS) und den gesetzlichen Vorschriften verantwortlich. Diese Verantwortung beinhaltet die Ausgestaltung, Implementierung und Aufrechterhaltung eines internen Kontrollsystems mit Bezug auf die Aufstellung einer Konzernrechnung, die frei von wesentlichen falschen Angaben als Folge von Verstössen oder Irrtümern ist. Darüber hinaus ist der Verwaltungsrat für die Auswahl und die Anwendung sachgemässer Rechnungslegungsmethoden sowie die Vornahme angemessener Schätzungen verantwortlich.

*Verantwortung der Revisionsstelle*  
Unsere Verantwortung ist es, aufgrund unserer Prüfung ein Prüfungsurteil über die Konzernrechnung abzugeben. Wir haben unsere Prüfung in Übereinstimmung mit dem schweizerischen Gesetz und den Schweizer Prüfungsstandards sowie den International Standards on Auditing vorgenommen. Nach diesen Standards haben wir die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass wir hinreichende Sicherheit gewinnen, ob die Konzernrechnung frei von wesentlichen falschen Angaben ist.

Eine Prüfung beinhaltet die Durchführung von Prüfungshandlungen zur Erlangung von Prüfungsnachweisen für die in der Konzernrechnung enthaltenen Wertansätze und sonstigen Angaben. Die Auswahl der Prüfungshandlungen liegt im pflichtgemässen Ermessen des Prüfers. Dies schliesst eine Beurteilung der Risiken wesentlicher falscher Angaben in der Konzernrechnung als Folge von Verstössen oder Irrtümern ein. Bei der Beurteilung dieser Risiken berücksichtigt der Prüfer das interne Kontrollsystem, soweit es für die Aufstellung der Konzernrechnung von Bedeutung ist, um die den Umständen entsprechenden Prüfungshandlungen festzulegen, nicht aber um ein Prüfungsurteil über die Wirksamkeit des internen Kontrollsystems abzugeben. Die Prüfung umfasst zudem die Beurteilung der Angemessenheit

EF Mitglied der Treuhänderkammer

der angewandten Rechnungslegungsmethoden, der Plausibilität der vorgenommenen Schätzungen sowie eine Würdigung der Gesamtdarstellung der Konzernrechnung. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise eine ausreichende und angemessene Grundlage für unser Prüfungsurteil bilden.

*Prüfungsurteil*

Nach unserer Beurteilung vermittelt die Konzernrechnung für das am 31. Dezember 2009 abgeschlossene Geschäftsjahr ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage in Übereinstimmung mit den IFRS und entspricht dem schweizerischen Gesetz.

**Berichterstattung aufgrund weiterer gesetzlicher Vorschriften**

Wir bestätigen, dass wir die gesetzlichen Anforderungen an die Zulassung gemäss Revisionsaufsichtsgesetz (RAG) und die Unabhängigkeit (Art. 728 OR und Art. 11 RAG) erfüllen und keine mit unserer Unabhängigkeit nicht vereinbare Sachverhalte vorliegen.

In Übereinstimmung mit Art. 728a Abs. 1 Ziff. 3 OR und dem Schweizer Prüfungsstandard 890 bestätigen wir, dass ein gemäss den Vorgaben des Verwaltungsrates ausgestaltetes internes Kontrollsystem für die Aufstellung der Konzernrechnung existiert.

Wir empfehlen, die vorliegende Konzernrechnung zu genehmigen.

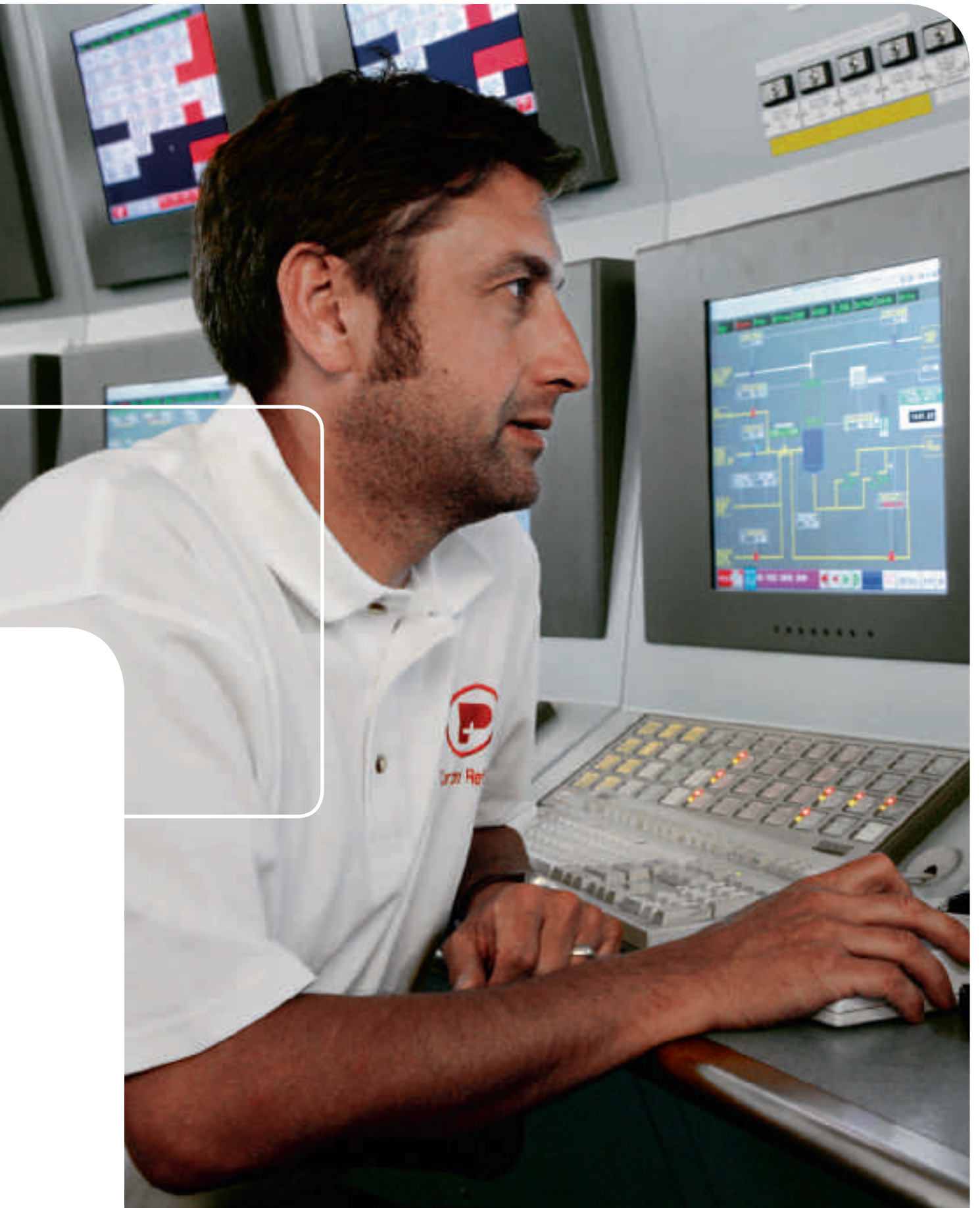
Ernst & Young AG



Reto Hofer  
Zugelassener Revisionsexperte  
(Leitender Revisor)



Roman Matej  
Zugelassener Revisionsexperte







## Statutarische Jahresrechnungen der Petroplus Holdings AG

- 162 | Erfolgsrechnungen für die per 31. Dezember 2009 und 2008  
endenden Geschäftsjahre
- 163 | Bilanzen per 31. Dezember 2009 und 2008
- 164 | Anhang zu statutarischen Jahresrechnungen 2009  
und 2008
- 174 | Antrag des Verwaltungsrates
- 175 | Bericht der Revisionsstelle

## Erfolgsrechnungen für die per 31. Dezember 2009 und 2008 endenden Geschäftsjahre

(in Millionen CHF)	2009	2008
Finanzertrag	21,8	7,2
<b>Gesamtertrag</b>	<b>21,8</b>	<b>7,2</b>
Finanzaufwand	(8,1)	(15,7)
Aufwand für Kapitalerhöhung	(12,7)	–
Verwaltungsaufwand	(9,5)	(12,1)
<b>Gesamtaufwand</b>	<b>(30,3)</b>	<b>(27,8)</b>
<b>Verlust vor Ertragssteuern</b>	<b>(8,5)</b>	<b>(20,6)</b>
Ertragssteuern	–	–
<b>Verlust</b>	<b>(8,5)</b>	<b>(20,6)</b>

## Bilanzen per 31. Dezember 2009 und 2008

(in Millionen CHF)	Anhang	2009	2008
<b>Umlaufvermögen</b>			
Flüssige Mittel		0,3	3,3
Übrige Forderungen gegenüber Tochtergesellschaften		68,2	134,7
Übrige Forderungen und aktive Rechnungsabgrenzungen		0,3	0,3
<b>Total Umlaufvermögen</b>		<b>68,8</b>	<b>138,3</b>
<b>Anlagevermögen</b>			
Beteiligungen	3	2'824,1	2'517,5
<b>Total Anlagevermögen</b>		<b>2'824,1</b>	<b>2'517,5</b>
<b>Total Aktiven</b>		<b>2'892,9</b>	<b>2'655,8</b>
<b>Kurzfristige Verbindlichkeiten</b>			
Übrige Verbindlichkeiten gegenüber Tochtergesellschaften		6,4	5,9
Übrige Verbindlichkeiten und passive Rechnungsabgrenzungen		1,3	2,1
Kurzfristige Rückstellung		–	0,2
<b>Total kurzfristige Verbindlichkeiten</b>		<b>7,7</b>	<b>8,2</b>
<b>Langfristige Verbindlichkeiten</b>			
Langfristige passive Rechnungsabgrenzungen		4,9	9,9
<b>Total langfristige Verbindlichkeiten</b>		<b>4,9</b>	<b>9,9</b>
<b>Total Verbindlichkeiten</b>		<b>12,6</b>	<b>18,1</b>
<b>Eigenkapital</b>			
Aktienkapital	5	654,3	564,9
Agioreserve	5	161,7	2'179,0
Gesetzliche Reserve	5	113,0	–
Freie Reserve	5	1'959,8	–
Bilanzverlust	5	–	(85,6)
Verlust	5	(8,5)	(20,6)
<b>Total Eigenkapital</b>		<b>2'880,3</b>	<b>2'637,7</b>
<b>Total Passiven</b>		<b>2'892,9</b>	<b>2'655,8</b>

# Anhang zu statutarischen Jahresrechnungen 2009 und 2008

## 1 Allgemeines

Die Petroplus Holdings AG («Gesellschaft», «Unternehmen» oder «Petroplus») in Zug, Schweiz, ist eine börsennotierte Gesellschaft, die im Hauptsegment der SIX Swiss Exchange («SIX») gehandelt wird. Die Adresse des eingetragenen Hauptsitzes lautet: Petroplus Holdings AG, Industriestrasse 24, 6300 Zug, Schweiz.

## 2 Rechnungslegungsgrundsätze

Diese statutarischen Jahresrechnungen der Petroplus Holdings AG entsprechen den Anforderungen des schweizerischen Gesetzes.

### Darstellung

Sofern nicht anders angegeben, werden sämtliche in diesen statutarischen Jahresrechnungen ausgewiesenen Beträge in Millionen Schweizer Franken («CHF») dargestellt.

### Wechselkursdifferenzen

Vermögenswerte und Verbindlichkeiten in Fremdwährungen werden zu den am Jahresende gültigen Wechselkursen in CHF umgewandelt. Bei Transaktionen, die im Laufe des Jahres erfolgen und in Fremdwährungen ausgewiesen sind, werden die zum Zeitpunkt der Transaktion gültigen Wechselkurse angewandt. Daraus resultierende Wechselkursgewinne oder -verluste werden in der Erfolgsrechnung ausgewiesen, mit Ausnahme einer nicht realisierten Gewinnspitze, welche zurückgestellt wird.

### Beteiligungen

Beteiligungen werden zu Anschaffungskosten abzüglich Berechtigungen für Wertminderungen bewertet.

## 3 Beteiligungen

Per 31. Dezember 2009 und 2008 hält die Petroplus Holdings AG direkt Beteiligungen an den folgenden Unternehmen:

	2009 <sup>2)</sup>	2008
Argus International Ltd., Bermuda	100 %	100 %
Petroplus Finance Ltd., Bermuda	100 %	100 %
Petroplus Finance 3 Ltd. (in Liquidation), Bermuda <sup>1)</sup>	100 %	0 %
Petroplus International B.V., Niederlande	100 %	100 %

<sup>1)</sup> Die Gesellschaft wurde am 25. August 2009 gegründet.

<sup>2)</sup> Einzelheiten zum jeweiligen Aktienkapital in Lokalwährung und zum Zweck der Unternehmenseinheit finden sich in Anhang 31 «Tochtergesellschaften» der Konzernrechnung.

## 4 Bedeutende Aktionäre

Die nachstehenden Aktionäre der Petroplus Holdings AG halten per 31. Dezember 2009 und 2008 mehr als 5 % der Stimmrechte gemäss den Anforderungen von Art. 663c des Schweizerischen Obligationenrechts («OR»):

Bedeutende Aktionäre	2009	2008
FMR Corp., Vereinigte Staaten von Amerika <sup>1)</sup>	< 5 %	9,8 %
Capital Group Companies, Inc., Vereinigte Staaten von Amerika <sup>2)</sup>	< 5 %	5,1 %

<sup>1)</sup> FMR Corp., eine Gesellschaft mit Sitz an der 82 Devonshire Street, Boston, MA 02109, USA, ist die Muttergesellschaft der Fidelity Management & Research Company, eines Fondsmanagers für US-amerikanische Investmentfonds, sowie der Fidelity Management Trust Company, einer US-Geschäftsbank, die als Treuhänder oder Fondsmanager für verschiedene Pensions- und Treuhandkonten handelt. FMR Corp. gab am 29. Oktober 2009 ihr Eigentum mit 4,92 % bekannt (nachdem sie ihre Beteiligung am 28. September 2009 mit 5,07 % und am 17. September 2009 mit 4,53 % ausgewiesen hatte).

<sup>2)</sup> Capital Group Companies, Inc., eine in Los Angeles, Kalifornien, USA, eingetragene Gesellschaft, ist eine Holdinggesellschaft mit vielen verschiedenen Tochtergesellschaften, die sich im Vermögensverwaltungsgeschäft betätigen. Die Verringerung der Beteiligung auf unter 3 % wurde dem Unternehmen am 7. April 2009 bekannt gegeben (nach einem ausgewiesenen Eigentum von 4,75 % Namenaktien am 24. März 2009).

Nach bestem Wissen der Gesellschaft besitzen per 31. Dezember 2009 und 2008 keine anderen Aktionäre 5 % oder mehr der Aktien der Petroplus Holdings AG. Im Anschluss an den 31. Dezember 2009 und vor Genehmigung des Geschäftsberichts 2009 am 3. März 2010 gab die FMR Corp. am 3. Februar 2010 eine Erhöhung ihrer Beteiligung von 4,92 % auf 6,53 % bekannt.

## 5 Aktienkapital der Petroplus Holdings AG

Per 31. Dezember 2009 und 2008 verfügte die Gesellschaft über folgendes ausgegebenes, genehmigtes und bedingtes Aktienkapital:

	2009			2008		
	Nennwert pro Aktie in CHF	Aktienkapital in Millionen CHF	Anzahl Aktien	Nennwert pro Aktie in CHF	Aktienkapital in Millionen CHF	Anzahl Aktien
Ausgegebenes Aktienkapital	7,58	654,3	86'325'289	8,18	564,9	69'060'231
Genehmigtes Aktienkapital	7,58	130,9	17'265'057	8,18	200,0	24'450'000
Bedingtes Aktienkapital	7,58	108,8	14'351'669	8,18	117,4	14'351'669

Die folgende Tabelle zeigt die Veränderungen des Eigenkapitals für die per 31. Dezember 2009 und 2008 endenden Geschäftsjahre:

(in Millionen CHF)	Aktienkapital	Agioreserve	Gesetzliche Reserve	Freie Reserve	Bilanzverlust	Verlust	Total Eigenkapital
<b>Stand per 1. Januar 2008</b>	<b>630,1</b>	<b>2'175,0</b>	–	–	<b>(51,6)</b>	<b>(34,0)</b>	<b>2'719,5</b>
Nennwertrückzahlung	(68,6)	–	–	–	–	–	(68,6)
Ausgabe von Aktien im Rahmen des Aktienoptionsplans	3,4	4,0	–	–	–	–	7,4
Allokation zum Bilanzverlust	–	–	–	–	(34,0)	34,0	–
Verlust 2008	–	–	–	–	–	(20,6)	(20,6)
<b>Stand per 31. Dezember 2008</b>	<b>564,9</b>	<b>2'179,0</b>	–	–	<b>(85,6)</b>	<b>(20,6)</b>	<b>2'637,7</b>
Kapitalerhöhung	130,9	161,7	–	–	–	–	292,6
Nennwertrückzahlung	(41,5)	–	–	–	–	–	(41,5)
Allokation der Agioreserve zu Reserven <sup>1)</sup>	–	(2'179,0)	113,0	2'066,0	–	–	–
Allokation zum Bilanzverlust	–	–	–	–	(20,6)	20,6	–
Allokation zur freien Reserve <sup>1)</sup>	–	–	–	(106,2)	106,2	–	–
Verlust 2009	–	–	–	–	–	(8,5)	(8,5)
<b>Stand per 31. Dezember 2009</b>	<b>654,3</b>	<b>161,7</b>	<b>113,0</b>	<b>1'959,8</b>	–	<b>(8,5)</b>	<b>2'880,3</b>

<sup>1)</sup> Allokation der Agioreserve zu gesetzlicher und freier Reserve in Übereinstimmung mit dem Antrag des Verwaltungsrates für das am 31. Dezember 2008 endende Geschäftsjahr, der an der ordentlichen Generalversammlung vom 6. Mai 2009 genehmigt wurde.

## 6 Entschädigungen, Beteiligungen und Darlehen

### Entschädigung für geschäftsführende Mitglieder von Verwaltungsorganen

In der nachstehenden Tabelle sind die Vergütungen der geschäftsführenden und nicht geschäftsführenden Verwaltungsratsmitglieder und der Geschäftsleitung für 2009 aufgeführt, basierend auf den Anforderungen von Art. 663b<sup>bis</sup> OR:

#### Entschädigung der Mitglieder des Verwaltungsrats<sup>1)</sup>

	2009					Gesamtvergütung
	Gehalt	Honorare des Verwaltungsrats <sup>2)</sup>	Boni <sup>3)</sup>	Pensions-, Gesundheits- und zusätzliche Leistungen <sup>4)</sup>	Beizulegender Zeitwert gewährter Optionen/ beschränkte Aktienrechte (RSUs) <sup>5)</sup>	
(in Tausend CHF)						
Thomas D. O'Malley (Verwaltungsratspräsident, nicht geschäftsführendes Mitglied)	500,0	–	400,0	50,1	–	<b>950,1</b>
Patrick Monteiro de Barros (VR-Vizepräsident und Präsident des Ausschusses, nicht geschäftsführendes Mitglied)	–	293,0	–	–	–	<b>293,0</b>
Markus Dennler (Nicht geschäftsführendes Mitglied und Präsident des Ausschusses)	–	378,6	–	20,3	–	<b>398,9</b>
Robert J. Lavinia <sup>6)</sup> (Nicht geschäftsführendes Mitglied und ehemaliger CEO)	900,0	–	700,0	242,4	983,7	<b>2'826,1</b>
Maria Livanos Cattau (Nicht geschäftsführendes Mitglied)	–	256,6	–	12,1	–	<b>268,7</b>
Walter Grüebler (Nicht geschäftsführendes Mitglied)	–	278,6	–	13,2	–	<b>291,8</b>
Eija Malmivirta (Nicht geschäftsführendes Mitglied und Präsidentin des Ausschusses)	–	293,0	–	–	–	<b>293,0</b>
Werner G. Müller (Nicht geschäftsführendes Mitglied)	–	262,0	–	12,4	–	<b>274,4</b>
Patrick Power (Nicht geschäftsführendes Mitglied)	–	273,0	–	–	–	<b>273,0</b>
Ernst Weil (Nicht geschäftsführendes Mitglied)	–	273,0	–	13,0	–	<b>286,0</b>
<b>Total</b>	<b>1'400,0</b>	<b>2'307,8</b>	<b>1'100,0</b>	<b>363,5</b>	<b>983,7</b>	<b>6'155,0</b>

<sup>1)</sup> Die Entschädigung wird brutto ohne Quellensteuer und Sozialversicherungsbeiträge der Arbeitnehmer ausgewiesen. Die Entschädigung enthält keine Reisekostenerstattungen und weitere erforderliche Betriebskosten, die im Rahmen ihrer erbrachten Leistungen anfielen, da sie nicht als Entschädigung angesehen werden.

<sup>2)</sup> Beinhaltet die jährliche Entschädigung der Verwaltungsrats honorare und die Entschädigung für jede Verwaltungsrats- oder Ausschusssitzung, an der das Mitglied teilnimmt.

<sup>3)</sup> Boni für das Geschäftsjahr 2009. Zahlung im Dezember 2009.

<sup>4)</sup> Beinhaltet den Pensionskassenbeitrag des Arbeitgebers (falls anwendbar AHV, IV, Pensionskasse (nur für Robert J. Lavinia)) Kranken-/Unfallversicherung und sonstige zusätzliche Leistungen.

<sup>5)</sup> Die 2009 gewährten 55'782 Optionen weisen eine Laufzeit von zehn Jahren auf und werden in gleichen Beträgen am ersten, zweiten und dritten Jahrestag des entsprechenden Gewährungsdatums ausübbar. Die Optionen räumen Herrn Robert J. Lavinia das Recht ein, eine Aktie zum Angebotspreis von CHF 21.41 zu erwerben. Die 2009 gewährten 34'673 RSUs werden in gleichen Beträgen am ersten, zweiten und dritten Jahrestag des entsprechenden Gewährungsdatums ausübbar. Die RSUs gewähren Robert J. Lavinia das Recht auf Erhalt einer Aktie bei Ausübung. Der beizulegende Zeitwert der Options- und RSU-Gewährungen wurde in Übereinstimmung mit IFRS 2 *Aktienbasierte Vergütungen* unter Verwendung des Black-Scholes-Modells (Einzelheiten zur Berechnung des beizulegenden Zeitwertes und zu den Annahmen sind in Anhang 23 der Konzernrechnung «Aktienbasierte Vergütungen» enthalten) berechnet. Im Vergleich zur Behandlung nach IFRS 2, gemäss dem der beizulegende Zeitwert der Optionen/RSUs als Aufwand über den Erbringungszeitraum ausgewiesen wird, verlangt das OR die Darstellung des gesamten beizulegenden Zeitwertes der Optionen/RSUs am Datum der Gewährung. Ausgewiesen werden die Werte der gewährten Optionen/RSUs auf Grundlage der Bewertungsgrundsätze gemäss einer Steuervorschrift der Schweizer Steuerbehörden, welche die Grundsätze des Kreisschreibens Nr. 5 wiedergibt. Abhängig von der Dauer des Erbringungszeitraums werden die gewährten Optionen/RSUs um jährlich 6% diskontiert. So entspricht beispielsweise der Wert einer Optionszuteilung, die einem zweijährigen Erbringungszeitraum unterliegt, und gemäss der im Kreisschreiben Nr. 5 beschriebenen Methode berechnet wird, 89% seines Marktwertes am Tag der Gewährung. Gemäss dieser Methode haben die gewährten Optionen/RSUs mit einem Erbringungszeitraum von 1, 2 und 3 Jahren einen Durchschnittswert von CHF 6.99 je Option und CHF 17.24 pro RSU am Tag der Gewährung. Allerdings hängt die zukünftige Entschädigung aus diesen gewährten Optionen/RSUs von der Anstellung der jeweiligen Person beim Unternehmen sowie der zukünftigen Entwicklung des Aktienkurses von Petroplus und dem Zeitpunkt der Ausübung ab.

<sup>6)</sup> Robert J. Lavinia trat per 1. September 2009 von seiner Funktion als CEO zurück. In einer Übergangsposition war er bis Ende 2009 weiterhin für das Unternehmen tätig. Er bleibt ein nicht geschäftsführendes Mitglied des Verwaltungsrats. Die Entschädigung umfasst den Zeitraum vom 1. Januar 2009 bis 31. Dezember 2009.

Entschädigung für die Mitglieder der Geschäftsleitung <sup>1)</sup>

	2009					Gesamtvergütung
	Gehalt	Boni <sup>2)</sup>	Sonstige <sup>3)</sup>	Pensions-, Gesundheits- und zusätzliche Leistungen <sup>4)</sup>	Beizulegender Zeitwert gewährter Optionen/ beschränkte Aktienrechte (RSUs) <sup>5)</sup>	
(in Tausend CHF)						
<b>Geschäftsleitung</b>						
Jean-Paul Vettier <sup>6)</sup> (Chief Executive Officer)	400,0	400,0	35,2	52,0	90,8	978,0
Chester J. Kuchta (Stellvertretender Generaldirektor und Chief Operating Officer)	783,3	–	550,0	184,2	705,4	2'222,9
Karyn F. Ovelmen (Stellvertretende Generaldirektorin und Chief Financial Officer)	783,3	–	550,0	233,5	705,4	2'272,2
W. Thomas Skok <sup>7)</sup> (General Counsel und Sekretär)	30,8	–	–	3,9	–	34,7
<b>Total Geschäftsleitung</b>	<b>1'997,4</b>	<b>400,0</b>	<b>1'135,2</b>	<b>473,6</b>	<b>1'501,6</b>	<b>5'507,8</b>
<b>Ehemalige Geschäftsleitung</b>						
Bruce A. Jones <sup>8)</sup> (Stellvertretender Generaldirektor und Chief Operating Officer)	783,3	–	550,0	196,7	705,4	2'235,4
Michael D. Gayda <sup>9)</sup> (Stellvertretender Generaldirektor und General Counsel)	783,3	–	550,0	195,9	705,4	2'234,6
<b>Total ehemalige Geschäftsleitung</b>	<b>1'566,6</b>	<b>–</b>	<b>1'100,0</b>	<b>392,6</b>	<b>1'410,8</b>	<b>4'470,0</b>
<b>Total</b>	<b>3'564,0</b>	<b>400,0</b>	<b>2'235,2</b>	<b>866,2</b>	<b>2'912,4</b>	<b>9'977,8</b>

<sup>1)</sup> Die Entschädigung wird brutto ohne Quellensteuer und Sozialversicherungsbeiträge der Arbeitnehmer ausgewiesen. Die Entschädigung enthält keine Reisekostenerstattungen und weitere erforderliche Betriebskosten, die im Rahmen ihrer erbrachten Leistungen anfielen, da sie nicht als Entschädigung angesehen werden. Ausserdem enthält sie keine Entschädigung für Mitglieder des Verwaltungsrates mit geschäftsführenden Aufgaben (Herr Robert J. Lavinia).

<sup>2)</sup> Entspricht dem Pro-rata-Anteil von Jean-Paul Vettiers per 31. Dezember 2009 aufgelaufenen jährlichen Mindestbonus, der im März 2010 bezahlt wird.

<sup>3)</sup> Umfasst Kosten für Wohnung und persönliche Transportkosten für Jean-Paul Vettier. Bei den Zahlungen an Chester J. Kuchta, Frau Karyn F. Ovelmen, Bruce A. Jones und Michael D. Gayda handelt es sich um im Dezember 2009 geleistete Retentionszahlungen.

<sup>4)</sup> Beinhaltet den Pensionskassenbeitrag des Arbeitgebers (AHV, IV, Pensionskasse), Kranken-/Unfallversicherung und sonstige zusätzliche Leistungen.

<sup>5)</sup> Die 2009 gewährten 148'748 Optionen (je 37'187 für Chester J. Kuchta, Frau Karyn F. Ovelmen, Bruce A. Jones und Michael D. Gayda) weisen eine Laufzeit von zehn Jahren auf und werden in gleichen Beträgen am ersten, zweiten und dritten Jahrestag des entsprechenden Gewährungsdatums ausübbar. Die Optionen räumen dem Inhaber das Recht ein, eine Aktie zum Ausübungspreis von CHF 21.41 zu erwerben. Die in 2009 gewährten 109'164 RSUs (davon wurden 5'144 RSUs an Jean-Paul Vettier und je 26'005 RSUs an Chester J. Kuchta, Frau Karyn F. Ovelmen, Bruce A. Jones und Michael D. Gayda gewährt) werden in gleichen Beträgen am ersten, zweiten und dritten Jahrestag des entsprechenden Gewährungsdatums ausübbar. Die RSUs gewähren dem Inhaber das Recht auf Erhalt einer Aktie bei Ausübung. Der beizulegende Zeitwert der gewährten Optionen/RSUs wurde in Übereinstimmung mit IFRS 2 «Aktienbasierte Vergütungen», nach der Black-Scholes-Methode (Einzelheiten zur Berechnung des beizulegenden Zeitwerts und der getroffenen Annahmen finden sich in Anhang 23 «Aktienbasierte Vergütungen» in der Konzernrechnung) berechnet. Im Vergleich zur Behandlung gemäss IFRS 2, wo der beizulegende Zeitwert der Optionen/RSUs als Aufwand über den Erbringungszeitraum ausgewiesen wird, verlangt das OR die Darstellung des gesamten beizulegenden Zeitwerts der Optionen/RSUs am Tag der Gewährung. Ausgewiesen werden die Werte der gewährten Optionen/RSUs auf Grundlage der Bewertungsgrundsätze gemäss einer Steuervorschrift der Schweizer Steuerbehörden, welche die Grundsätze des Kreisschreibens Nr. 5 wiedergibt. Abhängig von der Dauer des Erbringungszeitraums werden die gewährten Optionen/RSUs um jährlich 6 % diskontiert. So entspricht beispielsweise der Wert einer Optionszuteilung, die einem zweijährigen Erbringungszeitraum unterliegt, und gemäss der im Kreisschreiben Nr. 5 beschriebenen Methode berechnet wird, 89 % seines Marktwerts am Tag der Gewährung. Gemäss dieser Methode haben die gewährten Optionen/RSUs mit einem Erbringungszeitraum von 1, 2 und 3 Jahren einen Durchschnittswert von CHF 6.99 je Option und CHF 17.24 pro RSU am Tag der Gewährung. Allerdings hängt die zukünftige Entschädigung aus diesen gewährten Optionen/RSUs von der Anstellung der jeweiligen Person beim Unternehmen sowie der zukünftigen Entwicklung des Aktienkurses von Petroplus und dem Zeitpunkt der Ausübung ab.

<sup>6)</sup> Mit Wirkung per 1. September 2009 wurde Herr Jean-Paul Vettier zum CEO ernannt und löste Robert J. Lavinia ab. Die Entschädigung deckt den Zeitraum vom 1. September 2009 bis 31. Dezember 2009 ab.

<sup>7)</sup> Mit Wirkung zum 15. Dezember 2009 wurde Herr W. Thomas Skok zum General Counsel ernannt und löste Michael D. Gayda ab. Die Entschädigung deckt den Zeitraum vom 15. Dezember 2009 bis 31. Dezember 2009 ab.

<sup>8)</sup> Per 23. November 2009 wurde das Handels- und Raffineriengeschäft der Gesellschaft zusammengelegt und die Position von Bruce A. Jones gestrichen. In einer Übergangsphase wird er bis 28. Februar 2010 weiterhin für das Unternehmen tätig sein. Die Entschädigung deckt den Zeitraum vom 1. Januar 2009 bis 31. Dezember 2009 ab.

<sup>9)</sup> Per 15. Dezember 2009 trat Herr Michael D. Gayda von seiner Funktion als General Counsel zurück. In einer Übergangsphase wird er bis zu seiner Pensionierung am 31. Januar 2010 weiterhin für das Unternehmen tätig sein. Die Entschädigung deckt den Zeitraum vom 1. Januar 2009 bis 31. Dezember 2009 ab.

## Entschädigung für geschäftsführende Mitglieder von Verwaltungsorganen

In der nachstehenden Tabelle sind die Vergütungen der geschäftsführenden und nicht geschäftsführenden Verwaltungsratsmitglieder und der Geschäftsleitung für 2008 aufgeführt, basierend auf den Anforderungen von Art. 663b<sup>bis</sup> OR:

### Entschädigung der Mitglieder des Verwaltungsrats<sup>1)</sup>

	2008						Gesamtvergütung
	Gehalt	Honorare des Verwaltungsrates	Boni <sup>2)</sup>	Verschiedene Vergütungen <sup>3)</sup>	Beizulegender Zeitwert der gewährten Optionen <sup>4)</sup>	Verwirkt während der Periode <sup>5)</sup>	
(in Tausend CHF)							
Thomas D. O'Malley (Verwaltungsratspräsident und ehemaliger CEO)	562,9	–	800,0	–	1'004,2	(1'004,2)	<b>1'362,9</b>
Patrick Monteiro de Barros (VR-Vizepräsident und Präsident des Ausschusses, nicht geschäftsführendes Mitglied)	–	243,0	–	–	–	–	<b>243,0</b>
Markus Denner (Nicht geschäftsführendes Mitglied und Präsident des Ausschusses)	–	351,7	–	–	–	–	<b>351,7</b>
Walter Grüebler (Nicht geschäftsführendes Mitglied)	–	245,0	–	–	–	–	<b>245,0</b>
Robert J. Lavinia (Geschäftsführendes Mitglied und CEO)	812,5	–	1'400,0	139,8	2'438,8	(2'438,8)	<b>2'352,3</b>
Maria Livanos Cattai (Nicht geschäftsführendes Mitglied)	–	234,0	–	–	–	–	<b>234,0</b>
Eija Malmivirta (Nicht geschäftsführendes Mitglied und Präsidentin des Ausschusses)	–	254,0	–	–	–	–	<b>254,0</b>
Werner G. Müller (Nicht geschäftsführendes Mitglied)	–	234,0	–	–	–	–	<b>234,0</b>
Patrick Power (Nicht geschäftsführendes Mitglied)	–	223,0	–	–	–	–	<b>223,0</b>
Ernst Weil (Nicht geschäftsführendes Mitglied)	–	245,0	–	–	–	–	<b>245,0</b>
<b>Total</b>	<b>1'375,4</b>	<b>2'029,7</b>	<b>2'200,0</b>	<b>139,8</b>	<b>3'443,0</b>	<b>(3'443,0)</b>	<b>5'744,9</b>

<sup>1)</sup> Die Entschädigung wird brutto ohne Quellensteuer und Sozialversicherungsbeiträge der Arbeitnehmer ausgewiesen. Die Entschädigung enthält keine Reisekostenerstattungen und weitere erforderliche Betriebskosten, die im Rahmen ihrer erbrachten Leistungen anfielen, da sie nicht als Entschädigung angesehen werden.

<sup>2)</sup> Bonus für das Geschäftsjahr 2008. Abgegrenzt per 31. Dezember 2008 und bezahlt im März 2009.

<sup>3)</sup> Beinhaltet den Pensionskassenbeitrag des Arbeitgebers (Pensionskasse) für alle geschäftsführenden Mitglieder des Verwaltungsrates, die das Alter von 65 Jahren noch nicht erreicht haben, und sonstige zusätzliche Leistungen.

<sup>4)</sup> Die insgesamt 130'024 gewährten Optionen (angepasst, um der Bezugsrechtsemission vom September 2009 gerecht zu werden) weisen eine Laufzeit von zehn Jahren auf und werden in gleichen Beträgen am ersten, zweiten und dritten Jahrestag des entsprechenden Gewährungsdatums ausübbar. Die Optionen räumen dem Inhaber das Recht ein, eine Aktie zum Angebotspreis von CHF 77.66 zu erwerben. Der beizulegende Zeitwert der gewährten Optionen wurde in Übereinstimmung mit IFRS 2 *Aktienbasierte Vergütungen*, nach der Black-Scholes-Methode ermittelt. Im Vergleich zur Behandlung nach IFRS 2, gemäss dem der beizulegende Zeitwert der Optionen als Aufwand während des Erbringungszeitraums ausgewiesen wird, verlangt das OR die Darstellung des gesamten beizulegenden Zeitwerts der Optionen am Tag der Gewährung. Der gesamte beizulegende Zeitwert dieser noch nicht ausübaren Optionen wurde auf Grundlage der von den Schweizer Steuerbehörden veröffentlichten Kurse diskontiert. Allerdings hängt die zukünftige Entschädigung aus diesen gewährten Optionen von der Anstellung der jeweiligen Person beim Unternehmen sowie von der zukünftigen Entwicklung des Aktienkurses von Petroplus und dem Zeitpunkt der Ausübung ab.

<sup>5)</sup> Im April 2008 haben Robert J. Lavinia und Thomas D. O'Malley freiwillig auf 130'024 (angepasst, um der Bezugsrechtsemission vom September 2009 gerecht zu werden) der ihnen seit dem 1. Januar 2008 gewährten Optionen verzichtet.



**Entschädigung für die Mitglieder der Geschäftsleitung<sup>1)</sup>**

	2008					Gesamtvergütung
	Gehalt	Boni <sup>2)</sup>	Verschiedene Vergütungen <sup>3)</sup>	Beizulegender Zeitwert der gewährten Optionen <sup>4)</sup>	Verwirkt 2008 <sup>5)</sup>	
(in Tausend CHF)						
Michael D. Gayda (Stellvertretender Generaldirektor und General Counsel)	612,5	1'100,0	128,5	1'004,2	(1'004,2)	<b>1'841,0</b>
Bruce A. Jones (Stellvertretender Generaldirektor und Chief Operating Officer)	612,5	1'100,0	101,1	1'004,2	(1'004,2)	<b>1'813,6</b>
Chester J. Kuchta (Stellvertretender Generaldirektor und Chief Commercial Officer)	612,5	1'100,0	86,0	1'004,2	(1'004,2)	<b>1'798,5</b>
Karyn F. Ovelmen (Stellvertretende Generaldirektorin und Chief Financial Officer)	612,5	1'100,0	138,5	1'004,2	(1'004,2)	<b>1'851,0</b>
<b>Total</b>	<b>2'450,0</b>	<b>4'400,0</b>	<b>454,1</b>	<b>4'016,8</b>	<b>(4'016,8)</b>	<b>7'304,1</b>

<sup>1)</sup> Die Entschädigung wird brutto ohne Quellensteuer und Sozialversicherungsbeiträge der Arbeitnehmer ausgewiesen. Die Entschädigung enthält keine Reisekostenerstattungen und weitere erforderliche Betriebskosten, die im Rahmen ihrer erbrachten Leistungen anfielen, da sie nicht als Entschädigung angesehen werden. Ausserdem enthält sie keine Entschädigung für Mitglieder des Verwaltungsrates mit geschäftsführenden Aufgaben (Thomas D. O'Malley und Robert J. Lavinia).

<sup>2)</sup> Bonus für das Geschäftsjahr 2008. Abgegrenzt per 31. Dezember 2008 und bezahlt im März 2009.

<sup>3)</sup> Beinhaltet den Pensionskassenbeitrag des Arbeitgebers (Pensionskasse) für alle Mitglieder der Geschäftsleitung, die das Alter von 65 Jahren noch nicht erreicht haben, und sonstige zusätzliche Leistungen.

<sup>4)</sup> Die insgesamt 151'695 gewährten Optionen (angepasst, um der Bezugsrechtsemission vom September 2009 gerecht zu werden) weisen eine Laufzeit von zehn Jahren auf und werden in gleichen Beträgen am ersten, zweiten und dritten Jahrestag des entsprechenden Gewährungsdatums ausübbar. Die Optionen räumen dem Inhaber das Recht ein, eine Aktie zum Angebotspreis von CHF 77.66 zu erwerben. Der beizulegende Zeitwert der gewährten Optionen wurde in Übereinstimmung mit IFRS 2 *Aktienbasierte Vergütungen*, nach der Black-Scholes-Methode ermittelt. Im Vergleich zur Behandlung nach IFRS 2, gemäss dem der beizulegende Zeitwert der Optionen als Aufwand während des Erbringungszeitraums ausgewiesen wird, verlangt das OR die Darstellung des gesamten beizulegenden Zeitwerts der Optionen am Tag der Gewährung. Der gesamte beizulegende Zeitwert dieser noch nicht ausübaren Optionen wurde auf Grundlage der von den Schweizer Steuerbehörden veröffentlichten Kurse diskontiert. Allerdings hängt die zukünftige Entschädigung aus diesen gewährten Optionen von der Anstellung der jeweiligen Person beim Unternehmen sowie von der zukünftigen Entwicklung des Aktienkurses von Petroplus und dem Zeitpunkt der Ausübung ab.

<sup>5)</sup> Im April 2008 verzichtete die Geschäftsleitung freiwillig auf 151'695 Optionen (angepasst, um der Bezugsrechtsemission vom September 2009 gerecht zu werden), die ihr seit dem 1. Januar 2008 gewährt worden waren.

**Darlehen an geschäftsführende Mitglieder von Verwaltungsorganen**

In 2009 und 2008 wurden den Mitgliedern des Verwaltungsrates und den Mitgliedern der Geschäftsleitung keine Darlehen gewährt.

## Beteiligungen

Die folgende Tabelle zeigt die Summe der Aktien, RSUs und Optionen im Besitz der Mitglieder des Verwaltungsrats und der Geschäftsleitung entsprechend den Anforderungen von Art. 663c, Paragraph 3 des OR.

### Verwaltungsrat

(in Aktien)	Aktien <sup>1)</sup>		RSUs <sup>1, 2, 4)</sup>	Optionen <sup>1, 3, 4)</sup>		Gesamtbesitz <sup>1)</sup>	Gesamtbesitz <sup>1)</sup>
	2009	2008	2009	2009	2008	2009	2008
Thomas D. O'Malley (Präsident des Verwaltungsrates, nicht geschäftsführendes Mitglied)	2'327'168 2,70 %	2'331'406 3,38 %	–	1'739'638 2,01 %	1'605'526 2,32 %	<b>4'066'806</b> 4,71 %	<b>3'936'932</b> 5,70 %
Patrick Monteiro de Barros (VR-Vizepräsident und Präsident des Ausschusses, nicht geschäftsführendes Mitglied)	325'350 0,38 %	260'280 0,38 %	–	98'212 0,11 %	90'640 0,13 %	<b>423'562</b> 0,49 %	<b>350'920</b> 0,51 %
Markus Dennler (Nicht geschäftsführendes Mitglied und Präsident des Ausschusses)	20'758 0,02 %	16'606 0,02 %	–	9'934 0,01 %	9'167 0,01 %	<b>30'692</b> 0,04 %	<b>25'773</b> 0,04 %
Walter Grüebler (Nicht geschäftsführendes Mitglied)	19'632 0,02 %	15'706 0,02 %	–	9'934 0,01 %	9'167 0,01 %	<b>29'566</b> 0,03 %	<b>24'873</b> 0,04 %
Robert J. Lavinia (Nicht geschäftsführendes Mitglied und ehemaliger CEO)	8'000 0,01 %	8'000 0,01 %	34'673 0,04 %	66'618 0,08 %	10'000 0,01 %	<b>109'291</b> 0,13 %	<b>18'000</b> 0,03 %
Maria Livanos Cattau (Nicht geschäftsführendes Mitglied)	4'375 0,01 %	3'500 0,01 %	–	10'836 0,01 %	10'000 0,01 %	<b>15'211</b> 0,02 %	<b>13'500</b> 0,02 %
Eija Malmivirta (Nicht geschäftsführendes Mitglied und Präsidentin des Ausschusses)	1'093 0,00 %	874 0,00 %	–	10'836 0,01 %	10'000 0,01 %	<b>11'929</b> 0,01 %	<b>10'874</b> 0,02 %
Werner G. Müller (Nicht geschäftsführendes Mitglied)	3'000 0,00 %	1'533 0,00 %	–	10'836 0,01 %	10'000 0,01 %	<b>13'836</b> 0,02 %	<b>11'533</b> 0,02 %
Patrick Power (Nicht geschäftsführendes Mitglied)	2'340 0,00 %	2'340 0,00 %	–	10'836 0,01 %	10'000 0,01 %	<b>13'176</b> 0,02 %	<b>12'340</b> 0,02 %
Ernst Weil (Nicht geschäftsführendes Mitglied)	12'500 0,01 %	10'000 0,01 %	–	10'836 0,01 %	10'000 0,01 %	<b>23'336</b> 0,03 %	<b>20'000</b> 0,03 %
<b>Total</b>	<b>2'724'216</b>	<b>2'650'245</b>	<b>34'673</b>	<b>1'978'516</b>	<b>1'774'500</b>	<b>4'737'405</b>	<b>4'424'745</b>
Total in %	3,15 %	3,84 %	0,04 %	2,29 %	2,57 %	5,49 %	6,41 %

## Geschäftsleitung

(in Aktien)	Aktien <sup>1)</sup>		RSUs <sup>1, 2, 4)</sup>	Optionen <sup>1, 3, 4)</sup>		Gesamtbesitz <sup>1)</sup>	Gesamtbesitz <sup>1)</sup>
	2009	2008	2009	2009	2008	2009	2008
Jean-Paul Vettier (Chief Executive Officer)	–	–	5'144	–	–	<b>5'144</b>	–
			0,01 %			0,01 %	0,00 %
Chester J. Kuchta (Stellvertretender Generaldirektor und Chief Operating Officer)	20'237	42'237	26'005	135'071	90'337	<b>181'313</b>	<b>132'574</b>
	0,02 %	0,06 %	0,03 %	0,16 %	0,13 %	0,21 %	0,19 %
Karyn F. Ovelmen (Stellvertretende Generaldirektorin und Chief Financial Officer)	56'434	45'177	26'005	189'266	140'354	<b>271'705</b>	<b>185'531</b>
	0,07 %	0,07 %	0,03 %	0,22 %	0,20 %	0,31 %	0,27 %
W. Thomas Skok (General Counsel und Sekretär)	–	–	–	27'089	–	<b>27'089</b>	–
				0,03 %		0,03 %	0,00 %
<b>Total</b>	<b>76'671</b>	<b>87'414</b>	<b>57'154</b>	<b>351'426</b>	<b>230'691</b>	<b>485'251</b>	<b>318'105</b>
Total in %	0,09 %	0,13 %	0,07 %	0,41 %	0,33 %	0,56 %	0,46 %

## Ehemalige Geschäftsleitung

Bruce A. Jones (Stellvertretender Generaldirektor und Chief Operating Officer)	33'228	49'197	26'005	189'266	140'354	<b>248'499</b>	<b>189'551</b>
	0,04 %	0,07 %	0,03 %	0,22 %	0,20 %	0,29 %	0,27 %
Michael D. Gayda (Stellvertretender Generaldirektor und General Counsel)	56'439	66'439	26'005	231'224	179'078	<b>313'668</b>	<b>245'517</b>
	0,07 %	0,10 %	0,03 %	0,27 %	0,26 %	0,37 %	0,36 %
<b>Total</b>	<b>89'667</b>	<b>115'636</b>	<b>52'010</b>	<b>420'490</b>	<b>319'432</b>	<b>562'167</b>	<b>435'068</b>
Total in %	0,11 %	0,17 %	0,06 %	0,49 %	0,46 %	0,66 %	0,63 %

<sup>1)</sup> Eigentum am ausgegebenen Aktienkapital der Gesellschaft per 31. Dezember 2009 (86'325'289) und per 31. Dezember 2008 (69'060'231).

<sup>2)</sup> Im Rahmen des «Equity Participation Plan» gewährte RSUs geben dem Inhaber das Recht auf Erhalt einer Aktie bei Ausübung. Der Erbringungszeitraum der RSUs erstreckt sich bis auf drei Jahre. Weitere Informationen finden sich in Anhang 21 «Eigenkapital» und Anhang 23 «Aktienbasierte Vergütung» der Konzernrechnung.

<sup>3)</sup> Optionen gewährt im Rahmen des «Equity Participation Plan» (Ausübungspreise reichen von CHF 21.41 bis CHF 119.98) und des «Equity Incentive Plan» (Ausübungspreis USD 14.58) mit dem Recht zum Kauf einer Aktie für eine Option bei Ausübung. Die Optionen im Rahmen des «Equity Participation Plan» unterliegen einem Erbringungszeitraum von bis zu drei Jahren, die Optionen des «Equity Incentive Plan» sind bereits ausübbar. Weitere Informationen finden sich in Anhang 21 «Eigenkapital» und Anhang 23 «Aktienbasierte Vergütung» der Konzernrechnung.

<sup>4)</sup> Die Summe der 2009 gehaltenen Optionen und RSUs wurde angepasst, um der Bezugsrechtsemission vom September 2009 Rechnung zu tragen. Weitere Einzelheiten finden sich in Anhang 21 «Eigenkapital», Anhang 22 «Ergebnis je Aktie» und Anhang 23 «Aktienbasierte Vergütung».

## 7 Eventualverbindlichkeiten/ Garantien und Verpfändungen

Das Unternehmen ist Teil einer Mehrwertsteuer-Gruppe («MwSt.») und haftet daher gegenüber der Eidgenössischen Steuerverwaltung für die Mehrwertsteuerschulden der anderen Mitglieder solidarisch.

Die Gesellschaft bürgt für gewisse Verpflichtungen von Tochtergesellschaften gegenüber Dritten. Die Garantien lauten auf USD, CZK und EUR. Per 31. Dezember 2009 hatte die

Petroplus Holdings AG Garantien mit einem Maximalbetrag von rund CHF 0,5 Milliarden (2008: CHF 2,0 Milliarden) ausstehend.

Bestimmte Tochtergesellschaften können eine verbindlich gesicherte Betriebskreditfazilität in der Höhe von USD 1,05 Milliarden (CHF 1,1 Milliarden) in verschiedenen Währungen in Anspruch nehmen (2008: USD 1,2 Milliarden, bzw. CHF 1,28 Milliarden) mit einer zusätzlichen unverbindlichen Kreditfazilität in Höhe von USD 1,06 Milliarden (CHF 1,1 Milliarden) per 31. Dezember 2009 und USD 2,3 Milliarden (CHF 2,5 Mil-

liarden) per 31. Dezember 2008. Petroplus Holdings AG bürgt für diese Fazilitäten. Per 31. Dezember 2009 wurden rund USD 138,8 Millionen (CHF 142,9 Millionen) an Bankkrediten und kurzfristigen Darlehen (2008: USD 230,0 Millionen oder CHF 245,4 Millionen) und rund USD 1,7 Milliarden (CHF 1,7 Milliarden) an Akkreditiven und Garantien in Anspruch genommen (2008: USD 0,7 Milliarden oder CHF 0,8 Milliarden). Darüber hinaus bürgt die Gesellschaft für Fremdwährungs-Mark-to-Market-Limiten in Höhe von USD 30 Millionen für eine Tochtergesellschaft in indirektem Besitz.

Die Gesellschaft haftet solidarisch mit bestimmten Tochtergesellschaften für die Verpflichtungen der Petroplus Finance Limited in Bezug auf die Anleihen in Höhe von USD 1,2 Milliarden und USD 0,4 Milliarden, welche am 1. Mai 2007 bzw. am 17. September 2009 ausgegeben wurden und die beide an der Irischen Börse kotiert sind. Zusätzlich wurden die von Petroplus Finance Ltd., Bermuda, gehaltenen Aktien zur Sicherung der Unternehmensanleihen mit einem Buchwert in Höhe von CHF 12'200 verpfändet.

Die Petroplus Finance Ltd., eine Tochtergesellschaft des Unternehmens, hat am 16. Oktober 2009 eine erstrangige gesicherte Wandelanleihe mit Fälligkeit im Jahre 2015 in Höhe von USD 150,0 Millionen ausgegeben («WA 2015»). Die Anleihe ist durch die Gesellschaft sowie bestimmte Tochtergesellschaften gesichert. Darüber hinaus wird die Petroplus Holdings AG der Petroplus Finance Ltd. 5'130'186 Kaufoptionen gewähren, welche der Petroplus Finance Ltd. das Recht verleihen, von der Petroplus Holdings AG eine Aktie zu einem Preis pro Aktie in Höhe des zum betreffenden Wandlungstag anwendbaren Umwandlungspreises zu kaufen. Im Jahr 2009 wurden keine Anleihen gewandelt. Weitere Informationen zur WA 2015 finden sich in Anhang 16 «Verzinsliche Darlehen und Kredite» der Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG.

Die Petroplus Finance Ltd., eine Tochtergesellschaft des Unternehmens, hat am 26. März 2008 eine gesicherte Wandelanleihe mit Fälligkeit im Jahre 2013 in Höhe von USD 500 Millionen ausgegeben («WA 2013»). Die Anleihe war durch die Petroplus Holdings AG sowie bestimmte Tochtergesellschaften gesichert. Im Jahr 2008 wurden keine Anleihen gewandelt. Die Bedingungen sahen eine Anleger-Verkaufsoption per 28. März 2011 für den Kapitalbetrag zuzüglich aufgelaufener Zinsen vor. Am 12. Oktober 2009 gab Petroplus das erfolgreiche Ergebnis des Rückkaufangebots der WA 2013 bekannt. Der letzte Handelstag der WA 2013 an der SIX Swiss Exchange war der 13. Oktober 2009. Am 16. Oktober 2009 wurde die WA 2013 zum Nennbetrag von USD 100'000 pro Anleihe zuzüglich der vom 26. September

2009 bis zum 16. Oktober 2009 (20 Tage) aufgelaufenen Zinsen zurückgezahlt. Weitere Informationen finden sich in Anhang 16 «Verzinsliche Darlehen und Kredite» der Konzernrechnung der Petroplus Holdings AG.

## 8 Angaben zur Risikobeurteilung

Die Petroplus Holdings AG ist als oberste Muttergesellschaft vollständig in den gruppenweiten internen Risikobeurteilungsprozess eingebunden.

Die Gesellschaft hat einen organisatorischen Rahmen für die Risikobeurteilung und das Risikomanagement geschaffen. Dazu zählen die Risikoidentifikation und -einschätzung, die Entwicklung akzeptabler Grenzwerte, die Einführung von Strategien, Grundsätzen und Verfahren, um identifizierte Finanzrisiken zu senken, und die Überwachung der Compliance mit Hilfe dieser Strategien, Grundsätze und Verfahren sicher zu stellen.

Die Gesamtverantwortung für die Risikomanagementstrategien der Gesellschaft tragen der Verwaltungsrat der Petroplus Holdings AG und die Geschäftsleitung. Die Risikoverantwortlichen, bestehend aus Schlüsselpersonen der Geschäftsleitung, sind für die tägliche Umsetzung der Risikostrategien und -grundsätze des Unternehmens verantwortlich. Eine Aufsichtsgruppe, die sich aus Experten für finanzielle Offenlegung, Verfahrens- und Kontrollexperten sowie aus weiteren zuständigen Fachexperten zusammensetzt, beurteilt die Adäquanz der Implementierung und Umsetzung der Strategien und Grundsätze durch die Risikoverantwortlichen.

Der interne Risikobeurteilungsprozess der Gesellschaft besteht aus regelmässigen Meldungen identifizierter Risiken an den Verwaltungsrat und der ergriffenen Massnahmen der Geschäftsleitung. Der Verwaltungsrat hat die Risikobeurteilung auf Grundlage des internen Risikobeurteilungsprozesses des Unternehmens durchgeführt und überwacht die ergriffenen Massnahmen der Geschäftsleitung.

Weitere Angaben zum Risikomanagement finden sich in der Konzernrechnung von Petroplus in Anhang 26 «Finanzielles Risikomanagement – Ziele und Grundsätze».

## 9 Freigabe der statutarischen Jahresrechnungen

Diese statutarischen Jahresrechnungen wurden vom Verwaltungsrat am 3. März 2010 zur Veröffentlichung freigegeben und wird der Generalversammlung am 5. Mai 2010 zur Genehmigung empfohlen.

Zug, 3. März 2010

Petroplus Holdings AG  
Für den Verwaltungsrat:



Thomas D. O'Malley  
Verwaltungsratspräsident

## Antrag des Verwaltungsrates

### Antrag zur Verwendung des Verlustes

Der Verwaltungsrat beantragt, den Verlust in Höhe von CHF 8,5 Millionen vorzutragen:

(in Millionen CHF)	2009
Verlustvortrag	(106,2)
Mit freien Reserven verrechneter Bilanzverlust	106,2
Verlust 2009	(8,5)
<b>Vorzutragender Verlust</b>	<b>(8,5)</b>

Der Verwaltungsrat beantragt zudem, die Agioreserve den nachstehenden Reserven zuzuweisen:

(in Millionen CHF)	2009
Agioreserve	161,7
Zuweisung in:	
Gesetzliche Reserve (20 % des Aktienkapitals)	18,0
Freie Reserve	143,7

Der vorzutragende Verlust soll mit den freien Reserven verrechnet werden.

### Antrag auf Nennwertrückzahlung

Anstelle einer Dividende wird der Verwaltungsrat den Aktionären an der ordentlichen Generalversammlung die Rückzahlung eines Nennwerts von CHF 0.10 pro Namenaktie beantragen. Nach der Rückzahlung wird der Nennwert pro Namenaktie CHF 7.48 betragen.

# Bericht der Revisionsstelle



Ernst & Young AG  
Bleicherweg 21  
Postfach  
CH-8022 Zürich

Telefon +41 58 286 31 11  
Fax +41 58 286 30 04  
[www.ey.com/ch](http://www.ey.com/ch)

An die Generalversammlung der  
**Petroplus Holdings AG, Zug**

Zürich, 3. März 2010

## Bericht der Revisionsstelle zur Jahresrechnung

Als Revisionsstelle haben wir die beiliegende Jahresrechnung der Petroplus Holdings AG, bestehend aus Bilanz, Erfolgsrechnung und Anhang (Seite 162-172), für das am 31. Dezember 2009 abgeschlossene Geschäftsjahr geprüft.

### *Verantwortung des Verwaltungsrates*

Der Verwaltungsrat ist für die Aufstellung der Jahresrechnung in Übereinstimmung mit den gesetzlichen Vorschriften und den Statuten verantwortlich. Diese Verantwortung beinhaltet die Ausgestaltung, Implementierung und Aufrechterhaltung eines internen Kontrollsystems mit Bezug auf die Aufstellung einer Jahresrechnung, die frei von wesentlichen falschen Angaben als Folge von Verstössen oder Irrtümern ist. Darüber hinaus ist der Verwaltungsrat für die Auswahl und die Anwendung sachgemässer Rechnungslegungsmethoden sowie die Vornahme angemessener Schätzungen verantwortlich.

### *Verantwortung der Revisionsstelle*

Unsere Verantwortung ist es, aufgrund unserer Prüfung ein Prüfungsurteil über die Jahresrechnung abzugeben. Wir haben unsere Prüfung in Übereinstimmung mit dem schweizerischen Gesetz und den Schweizer Prüfungsstandards vorgenommen. Nach diesen Standards haben wir die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass wir hinreichende Sicherheit gewinnen, ob die Jahresrechnung frei von wesentlichen falschen Angaben ist.

Eine Prüfung beinhaltet die Durchführung von Prüfungshandlungen zur Erlangung von Prüfungsnachweisen für die in der Jahresrechnung enthaltenen Wertansätze und sonstigen Angaben. Die Auswahl der Prüfungshandlungen liegt im pflichtgemässen Ermessen des Prüfers. Dies schliesst eine Beurteilung der Risiken wesentlicher falscher Angaben in der Jahresrechnung als Folge von Verstössen oder Irrtümern ein. Bei der Beurteilung dieser Risiken berücksichtigt der Prüfer das interne Kontrollsystem, soweit es für die Aufstellung der Jahresrechnung von Bedeutung ist, um die den Umständen entsprechenden Prüfungshandlungen festzulegen, nicht aber um ein Prüfungsurteil über die Wirksamkeit des internen Kontrollsystems abzugeben. Die Prüfung umfasst zudem die Beurteilung der Angemessenheit der angewandten Rechnungslegungsmethoden, der Plausibilität der vorgenommenen Schätzungen sowie eine Würdigung der Gesamtdarstellung der Jahresrechnung. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise eine ausreichende und angemessene Grundlage für unser Prüfungsurteil bilden.



*Prüfungsurteil*

Nach unserer Beurteilung entspricht die Jahresrechnung für das am 31. Dezember 2009 abgeschlossene Geschäftsjahr dem schweizerischen Gesetz und den Statuten.

**Berichterstattung aufgrund weiterer gesetzlicher Vorschriften**

Wir bestätigen, dass wir die gesetzlichen Anforderungen an die Zulassung gemäss Revisionsaufsichtsgesetz (RAG) und die Unabhängigkeit (Art. 728 OR und Art. 11 RAG) erfüllen und keine mit unserer Unabhängigkeit nicht vereinbare Sachverhalte vorliegen.

In Übereinstimmung mit Art. 728a Abs. 1 Ziff. 3 OR und dem Schweizer Prüfungsstandard 890 bestätigen wir, dass ein gemäss den Vorgaben des Verwaltungsrates ausgestaltetes internes Kontrollsystem für die Aufstellung der Jahresrechnung existiert.

Wir empfehlen, die vorliegende Jahresrechnung zu genehmigen.

Ernst & Young AG

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'R. Hofer', written over a faint grid background.

Reto Hofer  
Zugelassener Revisionsexperte  
(Leitender Revisor)

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'R. Matej', written over a faint grid background.

Roman Matej  
Zugelassener Revisionsexperte



## Glossar

Die folgenden Erläuterungen stellen keine technischen Definitionen dar. Sie helfen dem Leser aber gewisse Begriffe, so wie sie im Geschäftsbericht verwendet werden, besser zu verstehen.

<b>Alkylierung</b>	Eine Prozessanlage, die im allgemeinen Isobutan zusammen mit einer Mischung aus Propylen und Butylen in Benzinkomponenten mit hoher Oktanzahl umwandelt. Dafür wird ein starker Säurekatalysator, entweder Schwefelsäure oder Fluorwasserstoffsäure verwendet.
<b>API-Grad</b>	Der API-Grad bezeichnet die Dichte von Rohöl, klassifiziert durch das American Petroleum Institute. Das API-Gewicht ist definiert als: $\frac{141,5}{\text{Gewicht des spezifischen Rohöls bei } 15,6^{\circ}\text{C}} - 131,5$ <p>Je höher das API-Gewicht ist, desto leichter ist somit das Rohöl.</p>
<b>ARA</b>	Region Antwerpen-Rotterdam-Amsterdam.
<b>Atmosphärische Destillation</b>	Der erste Schritt im Raffinerieprozess, in dem Rohöl erhitzt und in verschiedene Zwischenprodukte mit jeweils unterschiedlichen Siedepunkten zerlegt wird.
<b>Azeri Light</b>	Aserbaidschanisches Rohöl mit einem API-Grad von rund 36° und einem Schwefelgehalt von rund 0,2 %.
<b>Barrel oder bbl</b>	Barrel Rohöl (entspricht ca. 159 Litern).
<b>Benzin</b>	Ein leichtes flüssiges Erdölprodukt, das typischerweise als Treibstoff in Verbrennungsmotoren verwendet wird.
<b>Biodiesel</b>	Dieseltreibstoff, der Bestandteile enthält, die aus erneuerbaren Rohmaterialien wie Pflanzenöl oder Tierfett gewonnen werden.
<b>Biokraftstoff</b>	Benzin oder Dieseltreibstoff, der Bestandteile enthält, die aus Pflanzen, wie etwa Zuckerrohr, Zuckerrüben, Raps und Soja, stammen.
<b>Bitumen</b>	Ein Produkt der Vakuum-Destillation von Rohöl, das primär für den Asphaltbelag von Strassen und für Dachmaterialien verwendet wird.
<b>Bonny Light</b>	Nigerianisches Rohöl mit einem API-Grad von rund 34° und einem Schwefelgehalt von rund 0,1 %.
<b>bpd</b>	Barrel pro Tag (Barrels per day).
<b>Brent</b>	Ein leichtes Nordseerohöl mit einem API-Grad von ungefähr 39° und einem Schwefelgehalt von rund 0,4 %.
<b>C.I.F.</b>	Kosten, Versicherung und Fracht (Cost, Insurance, Freight); Eine Lieferbedingung, unter der die Kosten sowie Fracht- und Versicherungsgebühren für die Lieferung von Waren an einen benannten Bestimmungsort enthalten sind, wie dies in der ICC-Incoterms 2000 definiert ist.
<b>CO<sub>2</sub></b>	Kohlendioxid, ein wichtiges Treibhausgas.
<b>CPC Blend</b>	Kasachisches Rohöl mit einem API-Grad von ungefähr 44° und einem Schwefelgehalt von rund 0,5 %.
<b>Cracken</b>	Die Aufspaltung grosser Kohlenwasserstoffmoleküle in kleinere. Cracken wird entweder bei hohen Temperaturen durchgeführt (thermisches Cracken) oder mit der Hilfe eines Katalysators und unter hohem Druck (katalytisches Cracken und Hydrocracken). Durch das Crackverfahren können grössere Mengen an Kohlenwasserstoffen, die für Benzin, Destillate oder andere Leichtölprodukte geeignet sind, aus Rohöl gewonnen werden.
<b>Crack-Spread</b>	Ein Indikator oder Richtwert der Raffineriemarge, der sich auf die Gewinnspanne bezieht, die sich ergibt, wenn man zum jeweils vorherrschenden Preis gleichzeitig Rohöl kauft und raffinierte Erdölprodukte verkauft. So wird zum Beispiel häufig auf einen 3/2/1-Crack-Spread verwiesen, welcher die ungefähre Bruttomarge darstellt, die sich aus der Verarbeitung eines Barrels Rohöl ergibt, unter der Annahme, dass drei Barrel eines Referenz-Rohöls in zwei Barrel Benzin und ein Barrel Dieseltreibstoff umgewandelt oder gecrackt werden.

<b>Dated Brent</b>	Der Preis für die zügige Lieferung von Rohöl der Sorte Brent, wie er von spezialisierten Nachrichtenagenturen ausgewiesen wird. Es ist der Referenzpreis für die überwiegende Mehrheit der in Europa, Afrika und dem Nahen Osten verkauften Rohöle, und ist einer der wichtigsten Richtpreise für den Spotmarkt.
<b>Designkapazität</b>	Bezieht sich auf die maximale Verarbeitungskapazität, für die eine Verarbeitungseinheit konstruiert wurde, unter Berücksichtigung spezifischer Verarbeitungsbedingungen.
<b>Destillate</b>	Produkte aus einem weiten Spektrum von Erdölprodukten, die im Allgemeinen durch Destillation erzeugt werden, dem ersten Verarbeitungsschritt, bei dem Rohöl in verschiedene Fraktionen oder Bestandteile aufgespalten wird. Dies beinhaltet üblicherweise Dieselkraftstoff, Heizöl, Düsentreibstoff und Kerosin, jedoch nicht Benzin und Naphtha.
<b>Ekofisk</b>	Ein «light sweet» Rohöl aus einem Ölfeld in der Nordsee, mit einer API-Grad von ungefähr 38° und einem Schwefelgehalt von etwa 0,2 %.
<b>Entschwefelung oder Hydrodesulfurierung</b>	Ein Prozess zur Beseitigung von Schwefel aus Erdölprodukten.
<b>Erdgas</b>	Alle Kohlenwasserstoffe oder Gemische aus Kohlenwasserstoffen und anderen Gasen, die in erster Linie aus Methan bestehen, das bei normalen Betriebsbedingungen in einem gasförmigen Zustand ist.
<b>FAME</b>	Fettsäure-Methylester, wird in erster Linie aus Pflanzenölen gewonnen, die zur Mischung von Dieselkraftstoff verwendet werden, um die Biokraftstoffverordnungen einzuhalten.
<b>FCC</b>	Siehe «Fluid-Catalytic-Cracking».
<b>Fluid-Catalytic-Cracking (FCC)</b>	Ein Raffinerieprozess, in dem die grösseren, schwereren und komplexeren Kohlenwasserstoffmoleküle in einfachere und leichtere Moleküle aufgespalten werden. Dies erfolgt unter Verwendung eines Katalysators, der kontinuierlich regeneriert wird und ist ein effektives Verfahren zur Erhöhung der Ausbeute von Benzin aus dem Rohöl. Als Einsatzmaterialien dienen sowohl frische als auch recycelte Rohstoffe.
<b>F.O.B.</b>	Free on board. Eine Lieferungsbezeichnung, die angibt, dass der Verkäufer für die Lieferung von Gütern an Bord eines Schiffes, oder einer anderen Auslieferung von Gütern an einen Empfänger an einem benannten Bestimmungsort, wie dies in den ICC Incoterms 2000 definiert ist, verantwortlich ist.
<b>Gasöl</b>	Ein flüssiges Erdölprodukt mit einem Siedetemperaturbereich von 200° C bis 370° C und einer Zündtemperatur von über 55° C, welches in der Regel als Brennstoff für Boiler, Öfen und Verbrennungsmotoren verwendet wird. Gasöl mit hohem Schwefelgehalt, das für die Verwendung in ölbetriebenen Heizkraftwerken und Boilern geeignet ist, wird als Heizöl bezeichnet, während die schwefelarme Sorte, die für Verbrennungsmotoren geeignet ist, als Dieselkraftstoff bezeichnet wird.
<b>«Heavy Sour»</b>	Rohölsorten mit einem Schwefelgehalt von mehr als 2,0 % und einer Dichte von weniger als 30° API.
<b>«Heavy sweet»</b>	Rohölsorten mit einem Schwefelgehalt von weniger als 0,5 % und einer Dichte von weniger als 30° API.
<b>Heizöl</b>	Ein Gasöl mit Eigenschaften, die es allgemein als Brennstoff für ölbetriebene Heizungen und Boiler geeignet macht.
<b>Heizöl schwer</b>	Kraftstoff mit einer Destillationsspanne von über 350° C. Schweres Heizöl findet in Wärmekraftwerken, Kraftwerken und Industrieöfen Verwendung.
<b>Hektar</b>	10'000 Quadratmeter.
<b>Hydrocracken</b>	Der Umwandlungs- und Entschwefelungsprozess (in der Regel von Vakuumgasöl) in leichtere Produkte wie Dieselkraftstoff. Er erfolgt unter hohem Druck und bei hohen Temperaturen in Anwesenheit von Wasserstoff und einem stationären Katalysator.

<b>ICC Incoterms 2000</b>	Standardisierte Lieferbedingungen für Güter, die von der Internationalen Handelskammer (International Chamber of Commerce, ICC) herausgegeben werden und Kosten und Haftung zwischen Verkäufer und Käufer von Gütern verteilen.
<b>Katalytischer Reformier</b>	Eine Prozessanlage oder ein Verfahren, in der bzw. in dem Raffinerie-Naphtha mit niedriger Oktanzahl in Verbindungen mit hoher Oktanzahl (sogenannte Reformate) umgewandelt wird, die für die Mischung von Motorbenzin verwendet werden.
<b>Komplexität</b>	Ein wichtiger Industriemassstab, der sich auf die Fähigkeit einer Ö Raffinerie bezieht, bestimmte Rohstoffe, zum Beispiel schwerere und schwefelhaltigere Rohölsorten, zu höherwertigen Produkten zu verarbeiten. Je höher die Komplexität und je grösser das Rohstoffspektrum einer Raffinerie ist, desto besser ist sie positioniert, um von den kosteneffektiveren Rohölsorten zu profitieren, was für die Raffinerie möglicherweise zu einer steigenden Bruttomarge führt.
<b>«Light sour»</b>	Rohölsorten mit einem Schwefelgehalt von 0,5 % bis 1,0 % und einer Dichte grösser als 30° API.
<b>«Light sweet»</b>	Rohölsorten mit einem Schwefelgehalt von weniger als 0,5 % und einer Dichte von mehr als 30° API.
<b>Lösungsmittel</b>	Eine Flüssigkeit, die für die Verdünnung oder Verwässerung einer Lösung verwendet wird. Eine Flüssigkeit, in der eine andere Flüssigkeit, ein Gas oder ein Feststoff so gelöst ist, dass eine homogene Mischung entsteht.
<b>LPG</b>	Liquefied Petroleum Gas (Flüssiggas). Ein für Brennstoffzwecke eingesetztes Gasgemisch, welches als Hauptbestandteile Propan, Propylen, Butan oder Butylen enthält, die verflüssigt wurden, damit das Gas transportiert und unter Druck gelagert werden kann.
<b>«Medium sour»</b>	Rohölsorten mit einem Schwefelgehalt von 1,0 % bis 2,0 % und einer Dichte zwischen 30° bis 35° API.
<b>«Medium sweet»</b>	Rohölsorten mit einem Schwefelgehalt von weniger als 0,5 % und einer Dichte zwischen 30° und 35° API.
<b>Mellitah</b>	Lybisches Rohöl mit einem API-Grad von rund 42° und einem Schwefelgehalt von rund 0,1 %.
<b>MTBE</b>	Methyl-Tertiär-Butylether, eine Komponente mit einer hohen Oktanzahl sowie Oxygenaten, verwendet bei der Herstellung von schadstoffarmem Benzin.
<b>Naphtha</b>	Ein flüssiges Erdölprodukt, das in der Regel als Rohstoff für andere petrochemische Prozesse eingesetzt wird, im Allgemeinen in einem Reformier, der Benzinbestandteile mit hoher Oktanzahl und weitere petrochemische Produkte wie Wasserstoffe oder Benzol herstellt. Naphtha wird auch als chemischer Rohstoff verwendet.
<b>Nelson Complexity Index</b>	Der Nelson Complexity Index weist jedem wesentlichen Teil der Raffinerieanlage einen Komplexitätsfaktor zu auf Grundlage der Komplexität und der Kosten im Vergleich zur Rohöldestillation, der ein Komplexitätsfaktor von 1,0 zugewiesen wird. Die Komplexität jedes Teiles der Raffinerieanlage wird dann anhand einer Multiplikation des Komplexitätsfaktors mit der Durchsatzquote als Prozentsatz der Rohöldestillationskapazität berechnet. Aus der Summe der Komplexitätswerte, die jedem Anlagenteil zugewiesen wird, einschliesslich der Rohöldestillation, wird die Komplexität der Raffinerie als Nelson Complexity Index ermittelt.
<b>Northwest European Crack-Spread</b>	Der Crack-Spread, dem die spezifischen Rohöl- und Produktpreise der Region zugrunde liegen. Er kann mittels verschiedener Methoden berechnet werden, steht aber theoretisch für die Bruttomarge einer Raffinerie, die in dieser Region tätig ist. Tatsächliche Raffineriemargen variieren dabei auf der Grundlage einer Reihe von Faktoren, u. a. den Rohölsorten und raffinierten Produkten, die in einer spezifischen Raffinerie verarbeitet werden. Manchmal wird er auch als «NWE-Marge» bezeichnet.

<b>Petrochemikalien</b>	Viele Produkte, die bei der Raffination von Rohöl entstehen, etwa Ethylen, Propylen, Butylen, und Isobutylen, und primär für den Gebrauch als petrochemische Rohstoffe bei der Produktion von Plastik, synthetischen Fasern, synthetischen Gummis und anderen Produkten bestimmt sind. Eine Vielzahl von Produkten wird für den Gebrauch als Lösungsmittel produziert. Dazu gehören u. a. Benzol, Toluol und Xylol.
<b>ppm</b>	Teile pro Million (parts per million).
<b>Raffinerie</b>	Eine Anlage zur Verarbeitung/Veredelung von Rohöl. Die Basis-Verarbeitungseinheit in einer Raffinerie stellt die Rohöldestillationsanlage dar, in der Rohöl mittels eines Erhitzungs- und Kondensierungsverfahrens in verschiedene Fraktionen zerlegt wird. Einfache oder Hydroskimming-Raffinerien verfügen im Regelfall über Rohöldestillations-, katalytische Reformier-, und Hydrotreatinganlagen. Die Nachfrage nach leichteren Erdölprodukten wie Motorbenzin und Dieselmotorbenzin hat das Bedürfnis nach anspruchsvollerer Verarbeitung erhöht. Komplexere Raffinerien verfügen über Vakuum-Destillationsanlagen, Anlagen für katalytisches Cracken oder Hydrocracken. Die Crackanlagen wandeln Vakuumöl in Benzin, Gasöl und schweres Heizöl um.
<b>Raffineriemarge</b>	Die Differenz, bei jeglicher bestimmten Menge Rohöl, zwischen dem Wert sämtlicher raffinierter Mineralölprodukte, die eine Raffinerie aus diesem Rohöl herstellen kann, abzüglich der Kosten des Rohöls (einschliesslich verbundener Kosten wie Transport, Versicherung usw.).
<b>RBOB</b>	Siehe «Reformulierte Mischkomponente zur Mischung von Oxygenaten»
<b>Reformer</b>	Siehe «Katalytischer Reformer».
<b>Reformulierte Mischkomponente für Oxygenate (RBOB)</b>	Speziell hergestellte, reformulierte Benzin-Mischkomponente, die in der weiteren Verarbeitung mit vermischt werden soll, nachdem es die Raffinerien, in der es produziert wurde, verlassen hat. Dies schliesst RBOB ein, welches dafür eingesetzt wird, den Anforderungen des US-amerikanischen Programms für reformuliertes Benzin gerecht zu werden.
<b>Reformuliertes Benzin</b>	Im Vergleich zu herkömmlichem Benzin eine hoch entwickelte Sorte von formuliertem Motorbenzin zur Verringerung der Umweltemissionen.
<b>Rheinfrahtprämie</b>	Die Rheinfrahtprämie ist ein Aufpreis, der sich in den in der Schweiz verkauften Ölprodukten niederschlägt. Er stellt die zusätzlichen alternativen Kosten für einen Importeur dar, wenn er das gleiche Produkt in das Gebiet der Schweiz aus ARA oder Deutschland über den Rhein befördern möchte.
<b>Rohstoffe</b>	Rohöl und andere Kohlenwasserstoffe, die als Grundmaterialien in einem Raffinerie- oder Produktionsprozess verwendet werden.
<b>Schmiermittel</b>	Flüssigkeiten zur Verringerung von Reibung und Verschleiss zwischen festen Flächen (in der Regel Metalle) in relativer Bewegung. Schmiermittel werden im Allgemeinen aus Erdöl gewonnen.
<b>Spotmarkt</b>	Ein Begriff zur Beschreibung des internationalen Handels mit Einmal-Ladungen oder -Lieferungen von Rohstoffen, wie Rohöl, in welchem Preise eng mit Angebot und Nachfrage verbunden sind.
<b>Thermische Wandlung</b>	Eine chemische Wandlung als Folge eines Anstiegs der Temperatur.
<b>TIP</b>	Total-Isomerisierungsanlage.
<b>Tonne</b>	Eine Tonne entspricht 1'000 Kilogramm oder ungefähr 2'205 Pfund.
<b>Tonnen pro Produktionstag</b>	Maximale Tonnage, die eine Anlage in einem Tag verarbeiten kann, wenn unter optimalen Betriebsbedingungen und ohne Stillstandszeit gearbeitet wird.
<b>ULSD</b>	Ultra-schwefelarmer Dieselmotorbenzin.
<b>Urals</b>	Ein russisches, «medium sour» Rohöl mit einem API-Grad von rund 31° und einem Schwefelgehalt von rund 1,3 %.

---

<b>Vakuumdestillation</b>	Ein Prozess, der der atmosphärischen Destillation folgt (wenn die letztere wegen der hohen Temperaturen nicht mehr praktikabel ist) und unter Vakuumbedingungen stattfindet. Dies geschieht, um Vakuumgasöl und schwere Vakuum-Rückstände zu gewinnen.
<b>Vakuumgasöl oder VGO</b>	Auch bekannt als «Cat feed». Rohstoffe für den FCC, der für die Produktion von Benzin, Heizöl und weiterer Nebenprodukte angewendet wird.
<b>Visbreaking</b>	Ein Prozess, in dem die schweren Zwischenproduktöle, die aus den zwei aufeinander folgenden Rohöl-Destillationsprozessen gewonnen werden (atmosphärische und Vakuum-Destillation), einer thermischen Konvertierung unterzogen werden, um die Viskosität des Öls zu verbessern.

---



## Wichtiges Datum

### Ordentliche Generalversammlung

5. Mai 2010, Casino Zug

## Kontaktinformationen

### Hauptsitz

Petroplus Holdings AG

Industriestrasse 24

6300 Zug

Schweiz

Telefon +41 58 580 11 00

Fax +41 58 580 13 99

### Für weitere Informationen zu Petroplus kontaktieren Sie bitte

Petroplus Holdings AG

Investor Relations

Telefon +41 58 580 11 66

Fax +41 58 580 13 87

E-Mail [ir@petroplus.biz](mailto:ir@petroplus.biz)

### Petroplus im Internet

[www.petroplusholdings.com](http://www.petroplusholdings.com)

Der Geschäftsbericht 2009 von Petroplus wurde ursprünglich in Englisch veröffentlicht und ins Deutsche übersetzt. Rechtlich bindend ist ausschliesslich die gedruckte englische Ausgabe.

Die Berichte können online unter [www.petroplusholdings.com](http://www.petroplusholdings.com) heruntergeladen werden.

Herausgeber: Petroplus Holdings AG, Zug, Schweiz  
Realisierung, Produktion und Druck:  
Victor Hotz AG, Corporate Publishing & Print,  
Steinhausen, Schweiz

©Petroplus Holdings AG, 2010

