

RWE Dea AG
Jahrespressekonferenz

17. März 2010

VORWEG GEHEN

Jahrespressekonferenz der RWE Dea AG, 17. März 2010

Vorträge der Vorstände:

Dipl.-Ing. Thomas Rappuhn (Vorsitzender)

Ressort: Vorstandsvorsitz

Dipl.-Volkswirt Lutz-Michael Liebau

Ressort: Finanzen

Dipl.-Ing. Ralf to Baben

Ressort: Operations

Es gilt das gesprochene Wort.

Chart 1

Einleitung

Thomas Rappuhn

Headlines 2009

Chart 2

Meine sehr geehrten Damen und Herren,
guten Morgen und willkommen bei RWE Dea. Ich begrüße Sie auch
im Namen meiner Vorstandskollegen ganz herzlich zu unserer
diesjährigen Jahrespressekonferenz.

Ein bewegtes Jahr 2009 liegt hinter uns. Die Finanz- und
Wirtschaftskrise verschonte auch unser Unternehmen nicht.
Aufgrund niedrigerer Notierungen für Rohöl und Erdgas und
des natürlichen Rückgangs der Förderung konnte unser
Ergebnis nicht an die Rekordwerte der Vorjahre anknüpfen. Wir
konnten aber immerhin ein wesentlich höheres Niveau
erreichen, als wir bei unserer Planung annehmen mussten.

Trotz der getrübbten Wirtschaftslage sind wir unserem

Wachstumskurs treu geblieben, denn wir sind von den guten Zukunftsaussichten unserer Branche und besonders von denen unseres Unternehmens überzeugt.

Das ist auch die simple Erklärung dafür, dass wir entgegen dem allgemeinen Trend nicht Arbeitsplätze in Frage gestellt, sondern unsere Mitarbeiterschaft weiter kräftig aufgestockt haben. 2009 konnten wir 235 neue Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter bei RWE Dea begrüßen. Fast jeder fünfte unserer Mitarbeiter ist erst im letzten Jahr zu uns gestoßen. Zumeist junge, aber auch erfahrene Menschen. Wir wollen mit ihnen gemeinsam die Zukunft gestalten.

Ein weiteres deutliches Signal für unseren Geschäftsausbau setzten wir mit unseren Investitionen. Sie erreichten 2009 eine neue Rekordhöhe in unserer Upstream-Geschichte. Einen großen Anteil hatte der Einstieg in erfolgreich explorierte und zur Entwicklung anstehende Gasprojekte in Großbritannien. Hier haben wir aus der angespannten allgemeinen Wirtschaftslage resultierende Chancen genutzt und ein weiteres Fundament für künftiges Wachstum geschaffen.

Unsere Reserven- und Ressourcenbasis haben wir aber nicht nur durch Akquisitionen gestärkt, sondern auch aufgrund äußerst erfreulicher Explorationserfolge - vor allem in Nordafrika und Norwegen. Zudem konnten wir unser Lizenzportfolio ausweiten. So schufen wir die Voraussetzung für künftiges weiteres organisches Wachstum.

Letztlich heißt es aber, Reserven und Ressourcen in Produktion zu bringen. Darum treiben wir Feldesentwicklungen voran. In 2009 haben die laufenden Entwicklungsprojekte vor allem in Großbritannien, Norwegen und Dänemark Fortschritte gemacht.

Weiter gestiegene Mitarbeiterzahl trotz Wirtschaftskrise

Chart 3

Mit den folgenden Charts möchte ich Ihnen nochmals den von uns verfolgten Wachstumspfad veranschaulichen. Eine wachsende Zahl hoch qualifizierter Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter bildet die Grundlage für den Ausbau unseres Geschäfts. Aus diesem Grund hat RWE Dea nun im sechsten Jahr in Folge die Mitarbeiterzahl erheblich gesteigert. Die Zahl der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter wuchs allein im Jahr 2009 gegenüber dem Vorjahresende nochmals um zwölf Prozent auf 1.278 Vollzeitäquivalente. Auch dieses Jahr wollen wir den Aufbau fortsetzen und weiterhin neue Mitarbeiter für unsere deutschen und internationalen Teams gewinnen.

Durch das Zusammenwirken erfahrener und junger Mitarbeiter sind wir stärker geworden. Die Kombination aus Impulsen und Erfahrungen bringt unsere Unternehmenskultur voran. Unsere Arbeit im Team ist noch interdisziplinärer und internationaler geworden.

Chart 4

RWE Dea bietet attraktive berufliche Perspektiven im In- und Ausland und fördert durch gezielte Rekrutierung und systematische Personalentwicklung den Erfolg des Unternehmens.

Dass RWE Dea ein attraktiver Arbeitgeber ist, sehen auch unsere

Mitarbeiter so, was unsere Mitarbeiterbefragung 2009 wieder bestätigte. Bei der Befragung zeigten die hohe Beteiligungsquote von 82 Prozent und die erfreulichen Ergebnisse wieder die hohe Motivation unserer Mitarbeiter. Sie vergaben Bestnoten für die im Unternehmen gelebten Werte, wie die Führungskultur und hohe Standards im Umwelt- und Gesundheitsschutz. Insgesamt bestätigten oder übertrafen die Befragungsergebnisse sogar das hohe Niveau der vorangegangenen Befragungen und lagen auch wieder über externen Vergleichswerten. Die „Investitionen“ in gute Mitarbeiter und deren Führung haben sich also gelohnt.

Rekordinvestitionen in das Upstream-Geschäft

Chart 5

Der gleiche Anspruch gilt natürlich auch für unsere Finanzinvestitionen. An deren Entwicklung zeigt sich besonders eindrucksvoll, dass unsere Geschäftspolitik mittel- und langfristig angelegt ist und wir uns bei unseren Entscheidungen nicht von kurzfristigen Marktbewegungen leiten lassen.

Als eines der weltweit ältesten Unternehmen unserer Branche, das auf eine 111-jährige Firmengeschichte zurückblicken kann, sind wir schließlich mit der sehr hohen Volatilität der Öl- und Energiemärkte nicht zum ersten Mal konfrontiert. Und wie wir in Hochpreisphasen unsere Projekte gemäß kaufmännischer Vorsicht mit moderaten Preisen rechnen, so bleiben wir auch in Tiefpreisphasen zuversichtlich und gehen nicht von einem dauerhaft niedrigen Preisniveau aus.

Im Geschäftsjahr 2009 investierten wir 855 Millionen Euro und

haben so im sechsten Jahr in Folge unsere Investitionen kräftig ausgeweitet – und zwar auf einen Rekordwert in unserer Upstream-Geschichte.

Gegenüber dem bereits hohen Vorjahreswert steigerten wir die Investitionen nochmals um über 40 Prozent. Ein Großteil der Mittel floss in die Entwicklung bestehender Fündigkeiten zur Ausweitung der bestehenden Produktion. Umfangreiche Investitionen gingen nach Norwegen v. a. in die Entwicklung des Gas- und Kondensatfeldes Gjøa, nach Ägypten u. a. in die Entwicklung des Gasvorkommens North Idku, nach Deutschland u. a. in die Gasproduktion Völkersen und nach Dänemark in die Entwicklung der Ölvorkommen Nini East. Weitere wesentliche Investitionen erfolgten in unsere erfolgreichen Explorationsprojekte in Algerien, Libyen, UK und Polen.

Größter Einzelposten war die Akquisition eines 70 Prozentanteils am Feld Breagh, dem derzeit größten nicht entwickelten Erdgasfund in der südlichen britischen Nordsee.

Wie sich unsere wirtschaftliche Entwicklung im Jahr 2009 im Einzelnen darstellte, wird Ihnen nun unser Finanzvorstand Lutz-Michael Liebau erläutern.

Wirtschaftliche Entwicklung der RWE Dea 2009

Lutz-Michael Liebau

Rohölpreise leichte Erholung nach dem Einbruch

Chart 6

Bevor ich Ihnen unsere Geschäftsentwicklung im Jahr 2009 erläutere, lassen Sie uns kurz auf die Marktbedingungen im vergangenen Jahr zurückblicken. Dieses Chart zeigt Ihnen die Entwicklung der Monatsdurchschnitte für Brent dated in US-Dollar für den Zeitraum 2003 bis Ende 2009. Es verdeutlicht den extremen Anstieg in den Jahren 2007/2008, der in der Spitze zu einer Tagesnotierung von 147 US-\$/bbl im Juli 2008 führte. Es zeigt aber auch den steilen Absturz infolge der sich ausbreitenden Finanzkrise auf einen Tiefstpreis von 33,66 US-\$/bbl am Heiligabend im Dezember 2008.

Mit Beruhigung der Lage auf den Finanzmärkten und infolge der Erwartung vieler Marktteilnehmer, dass eine weltweite wirtschaftliche Erholung die Nachfrage nach Rohstoffen wieder ansteigen lassen würde, konnte sich der Brentpreis in der ersten Jahreshälfte 2009 wieder etwas erholen. Auch die von der OPEC vorgenommene Förderreduktion hat sicherlich zu dieser Entwicklung beigetragen. In der zweiten Jahreshälfte wurde die Aufwärtsbewegung allerdings temporär unterbrochen.

Im Jahresdurchschnitt 2009 stellte sich damit ein Brentpreis in Höhe von 61,51 US-\$/bbl ein, der um rund 35,5 US-\$/bbl unter dem Vorjahr lag.

Wechselkurs Euro erholt sich in 2009

Chart 7

Die deutliche Aufwertung des US-\$ gegenüber dem Euro, die in der zweiten Jahreshälfte 2008 begann, fand Anfang 2009 ein Ende. Der

US-Dollar schwächte sich daraufhin gegenüber dem Euro bis zum Dezember 2009 wieder ab. Zum Jahresende 2009 setzte eine Erholungsphase des Dollars ein. Insgesamt war der Dollar in 2009 deutlich stärker als im Durchschnitt 2008. Ein starker US-Dollar ist für unser Geschäft prinzipiell gut, da die Umsätze in US-Dollar die derzeitigen US-Dollar Ausgaben und die auf dem Dollar basierten Investitionen übersteigen.

Gaspreise in Deutschland brechen 2009 ein

Chart 8

Der Grenzübergangspreis Deutschland, der auf Basis langfristiger Verträge zeitversetzt an die Entwicklung der relevanten Preise für leichtes und schweres Heizöl gebunden ist, ist im ersten Halbjahr 2009 im Zusammenhang mit den sinkenden Preisen des zweiten Halbjahres 2008 deutlich zurückgegangen. Die gestiegenen relevanten Preise für leichtes und schweres Heizöl im ersten Halbjahr 2009 spiegeln sich daher erst in den Gaspreisen des zweiten Halbjahres 2009 wider. Der Jahresdurchschnittspreis 2009 in Höhe von 21,13 €/MWh lag um rund 5,7 €/MWh unter dem Wert von 2008.

Gaspreise in Großbritannien auf Tiefständen

Chart 9

Die britischen Gaspreise haben sich im Jahr 2009 ähnlich entwickelt wie die Gaspreise in Deutschland. Bis zur Mitte des dritten Quartals kam es aufgrund der sinkenden Ölpreise und infolge der wirtschaftlichen Abkühlung beziehungsweise auch der saisonbedingt geringeren Nachfrage zu sinkenden Preisen. Auch der Wertverlust des Pfundes gegenüber dem Euro trug zu dieser

Entwicklung bei. Zum Ende des Jahres stiegen die Preise im Zusammenhang mit steigenden Ölpreisen und wachsender Nachfrage bedingt durch den Winterbeginn, der für englische Verhältnisse ungewöhnlich kalt war, wieder leicht an. Der Jahresdurchschnitt 2009 in Höhe von 12,24 €/MWh lag allerdings deutlich um rund 14 €/MWh unter dem Wert von 2008.

Natürlicher Rückgang der Produktion

Chart 10

Soweit zu den preis- und kursseitigen Einflüssen. Mengenseitig ergibt sich folgendes Bild: Unsere Gasförderung lag mit insgesamt 2,9 Mrd. m³ um 12 Prozent unter der des Vorjahres. Dies lag im Wesentlichen an dem natürlichen Förderrückgang unserer britischen Felder. In Norwegen konnten wir eine positive Veränderung von 21 Prozent verzeichnen, hauptsächlich durch die höhere Verfügbarkeit der LNG-Produktionskapazität in Snøhvit. In Ägypten erklärt sich der Förderrückgang in 2009 fast ausschließlich durch die Reinjektion des Erdölgases zur Aufrechterhaltung des Lagerstättendrucks in Zeit Bay im Golf von Suez, was zur Stabilisierung der Ölproduktion beigetragen hat.

Unsere Ölförderung nahm gegenüber 2008 um 7 Prozent ab. Die deutsche Förderung ging um 14 Prozent gegenüber dem Vorjahr zurück. Die Förderung in Dänemark erreichte aufgrund eines Problems auf der fremd operierten Siri-Plattform nur 46 Prozent des Vorjahreswertes. Die Ölproduktion in Norwegen stieg gegenüber 2008 um 9 Prozent an. In Ägypten gelang es, den natürlichen Förderabfall durch zusätzliche Produktionsbohrungen sowie die erwähnte Gas-Reinjektion nahezu auszugleichen.

Gewinn- und Verlustrechnung

Chart 11

Ich möchte Ihnen nun anhand einiger Positionen unserer Gewinn- und Verlustrechnung die Entwicklung des Betrieblichen Ergebnisses im Vergleich zum Vorjahr erläutern.

Der Umsatz der RWE Dea belief sich in 2009 auf 1.47 Mrd. € und fiel damit gegenüber dem Vorjahreswert um 26 Prozent. Der Umsatzrückgang war vor allem auf die deutlich geringeren Rohölpreise und gesunkenen Gaspreise zurückzuführen. Hinzu kamen geringere Erlöse vor allem durch den Rückgang des Gasabsatzes in Großbritannien und des Rohölabsatzes in Deutschland sowie in Dänemark.

Der Materialaufwand verringerte sich dank gesunkener Preise um 29 Prozent auf 709 Mio. €. Unser Personalaufwand stieg um 17 Prozent auf 133 Mio. €. Dies lag am Ausbau unserer Mitarbeiterzahl und an Gehaltserhöhungen.

Unter der Position „sonstiges betriebliches Ergebnis“ subsumieren sich im Wesentlichen Erträge und Aufwendungen für Finanzderivate, die zu höheren Belastungen geführt haben. Hinzu kam, dass Partner gestiegene Verwaltungskosten auch auf uns umgelegt haben.

Aus diesen Positionen ergibt sich das EBITDA (Earnings before Interests, Taxes, Depreciation and Amortisation) - also das Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen - das zeigt, welcher Zahlungsfluss durch unser operatives Geschäft generiert wurde. Es

ist in 2009 im Vorjahresvergleich um 42 Prozent auf 436 Mio. € zurückgegangen.

Die Abschreibungen sind entsprechend der gesunkenen Produktion um 8 Prozent auf 234 Mio. € zurückgegangen. Hieraus resultierte schließlich unser Betriebliches Ergebnis von 203 Mio. €, das nur noch knapp über 40 Prozent des sehr guten Vorjahreswertes erreichte.

Ergebnis litt unter Wirtschaftskrise

Chart 12

Das vorliegende Chart zeigt noch einmal das Betriebliche Ergebnis des RWE Dea Konzerns sowie die Aufteilung dieses Ergebnisses auf die drei operativen Bereiche und den Bereich Leitung Konzern/Konzern Services.

Der Bereich Produktion lag mit 547 Mio. € im Jahr 2009 deutlich unter dem Vorjahreswert. Diese Veränderung resultiert hauptsächlich aus dem negativen Preiseffekt des Öl- und Gasumsatzes in Höhe von 370 Mio. €, der durch das bessere Ergebnis aus unseren Rohölsicherungsgeschäften nur teilweise kompensiert wurde. Aus der niedrigeren Produktion ergaben sich negative Mengeneffekte im Umsatz in Höhe von 160 Mio. €

Diesen insgesamt negativen Umsatzeffekten standen natürlich die entsprechenden Verminderungen in Aufwandspositionen gegenüber. Auch die inländischen Förderabgaben sanken preis- und mengenbedingt erheblich.

Ein deutlich negativer Effekt auf das Betriebliche Ergebnis ergab sich auch im Währungssicherungsergebnis. Im Jahr 2009 mussten wir einen erheblichen Teil der abgeschlossenen Sicherungsgeschäfte vorzeitig schließen, da sich - nach Abschluss dieser Geschäfte - die Risikopositionen entsprechend des starken Rohölpreisverfalls deutlich vermindert hatten. Aufgrund der gleichzeitig starken Veränderung des US-\$ Wechselkurses durch die Erstarkung des Dollars haben wir diese Geschäfte mit Verlusten abgeschlossen.

Der Bereich Exploration wurde auch in 2009 durch unsere Aktivitäten in Nordafrika dominiert. Trotz der Rückgabe einer algerischen Konzession und der damit verbundenen Ergebnisminderung konnten wir das Explorationsergebnis deutlich um 101 Mio. € verbessern. Dies ist insbesondere auf die geringeren Fehlbohrungen und auf die Reduzierung unserer Explorationsausgaben zurückzuführen.

Die Bereiche Operative Services und Leitung Konzern/Konzern Services verzeichneten gegenüber 2008 eine negative Veränderung von 17 Mio. €. Diese resultierte im ersteren Fall aus einer internen Umorganisation - mit der daraus folgenden Umgliederung - und im zweiten Fall im Wesentlichen aus höheren Personalaufwendungen infolge unseres Personalaufbaus. Das Neutrale Ergebnis in Höhe von 9 Mio. € resultierte im Wesentlichen aus dem Verkauf nicht betriebsnotwendiger Grundstücke.

Das Finanzergebnis ist in 2009 mit -8 Mio. € leicht negativ. Das lag insbesondere an den geringeren Zinseinnahmen sowie dem Zinsaufwand aus der Aufzinsung langfristiger Rückstellungen. Aufgrund der oben angeführten Erläuterungen sank das Ergebnis

vor Steuern um 329 Mio. € auf 204 Mio. €.

Die Steuern sanken im Vergleich zum Vorjahr, bedingt durch das niedrigere Ergebnis vor Steuern auf 150 Mio. €. Das Ergebnis nach Steuern belief sich auf 54 Millionen € und erreichte nur noch ein Fünftel des Vorjahreswertes. Nach Abzug der Anteile anderer Gesellschafter verblieb ein Nettoergebnis von 50 Millionen €.

Chart 13

Das nächste Chart zeigt die Entwicklung des Cash Flow. Insgesamt ist der Free Cash Flow I gegenüber dem Vorjahr um 585 Mio. € zurückgegangen. Dies liegt zum Einen an dem um 337 Mio. € geringeren Mittelzufluss aus laufender Geschäftstätigkeit - die wesentlichen Gründe dieser Entwicklung habe ich ja bereits erläutert – und zum Anderen an den um 249 Mio. € gestiegenen Investitionen.

Chart 14

Auf diesem Chart sehen wir die Wertkennzahlen des RWE Dea Teilkonzerns. Das durchschnittliche betriebliche Vermögen ist im Wesentlichen aufgrund der hohen Investitionstätigkeit um 308 Mio. € auf über 2 Mrd. € gestiegen.

Hohe Investitionen sind im Rahmen eines Wachstumspfadens notwendig, sie haben aber auch Nebenwirkungen. So z.B. auf die Rendite auf das eingesetzte Vermögen (ROCE). Sie errechnet sich aus dem betrieblichen Ergebnis geteilt durch das durchschnittliche betriebliche Vermögen. Gemeinsam mit dem gegenüber 2008 wesentlich geringeren betrieblichen Ergebnis führte auch das stark gestiegene Vermögen dazu, dass die Rendite um 18 %-Punkte auf 10 Prozent zurückging. Nach Abzug der Kapitalkosten war folglich

auch der Wertbeitrag der Dea für den RWE-Konzern mit -3 Prozent sogar negativ. Entsprechend war der absolute Wertbeitrag mit -72 Mio. € ebenfalls negativ. Dies sind negative Zahlen, die aber auch Positives reflektieren – unseren Wachstumskurs, der wieder steigende Renditen und Wertbeiträge bewirken wird!

Meine Damen und Herren,

Chart 15

ich möchte die wirtschaftliche Entwicklung unseres Unternehmens im Jahr 2009 in drei knappen Thesen zusammenfassen.

RWE Dea ...

- erwirtschaftete trotz niedrigerer Rohöl- und Erdgasnotierungen ein akzeptables Ergebnis,
- produzierte aufgrund des natürlichen Förderrückgangs weniger als im Vorjahr, schafft aber die Voraussetzungen für künftiges Wachstum,
- reflektiert durch Wertkennzahlen den Wachstumskurs.

Wie sich unser Geschäft operativ entwickelt hat, erläutert Ihnen nun mein Kollege Herr to Baben.

Operative Entwicklung 2009 der RWE Dea

Ralf to Baben

Ausbauziele werden sukzessive erreicht

Chart 16

Meine Damen und Herren,

RWE Dea ist in vierzehn Ländern mit Lizenzen und Büros präsent. Durch Beteiligungen an Konzessionen und durch erfolgreiche Bewerbungen bei Ausschreibungsrunden haben wir in den vergangenen Jahren unser Portfolio ausgeweitet. Im Jahr 2009 haben wir umfangreiche, bereits erfolgreich explorierte Konzessionsflächen in der britischen Nordsee hinzugewonnen, andere Konzessionen in Nordafrika dagegen wegen mangelnder Prospektivität oder aufgrund auslaufender Verträge zurückgegeben. Im abgelaufenen Geschäftsjahr verfügte RWE Dea über einen Konzessionsbesitz von ca. 185.000 Quadratkilometern. Das entspricht einer Fläche, die mehr als halb so groß ist wie die Bundesrepublik Deutschland. Durchschnittlich lag unser Anteil in diesen Konzessionen bei 56 Prozent.

In Europa und Nordafrika sind wir bereits gut aufgestellt, in anderen aussichtsreichen Regionen wollen wir Fuß fassen. In diesem Sinne war es auch sehr bedeutend, dass wir unser Explorationsportfolio 2009 mit einem Engagement in Turkmenistan wieder auf die Region des Kaspischen Meeres ausweiten konnten. Herr Rappuhn wird Ihnen anschließend berichten, wie wir in dieser Region vorankommen, unsere Präsenz in neue Länder hinein ausweiten und so unser Konzessionenportfolio weiter ausbauen.

RWE Dea Know-how: die Grundlage für nachhaltigen Erfolg

Chart 17

Wir sind international als kompetenter Partner anerkannt und können so im Wettbewerb um Konzessionsbeteiligungen, bei Ausschreibungsrunden und beim Markteintritt in neue Gebiete Erfolge verbuchen.

In der Entwicklung von Technologien haben wir in den 111 Jahren unserer Unternehmensgeschichte Einiges erreicht und für Deutschland und auch international Maßstäbe in der Branche gesetzt. Ich erinnere nur an unsere Extended-Reach-Bohrungen, die zu den längsten weltweit zählen oder an unser spezielles Know-how umweltverträglichen Arbeitens in ökologisch hoch sensiblen Gebieten.

In 2009 haben wir mit den von uns angewendeten Bohrtechnologien wieder neue Akzente gesetzt - beispielsweise durch Multi-Lateral Drilling. Bei dieser Technik werden aus einem bereits abgeteuften Bohrloch, ein oder mehrere weitere Löcher abgezweigt. Mit einer einzigen Bohrung erreichen wir nun mehrere Lagerstättenziele, erhöhen so die Wirtschaftlichkeit der Erdölproduktion und können das Feld schneller entwickeln.

Meine Damen und Herren,
im letzten Jahr haben wir Ihnen die 3D-Lagerstättensimulation am Beispiel des Mittelplatefeldes vorgeführt. Dieses Jahr laden wir Sie herzlich ein, an einer Demonstration unseres Real Time Operations Tools - kurz RTO - teilzunehmen.

Was verbirgt sich hinter diesem Begriff? RWE Dea ist immer häufiger in entlegenen Regionen der Welt mit Bohrungen in Wüsten oder im Meer aktiv. Das macht die Kommunikation zwischen den international tätigen Experten schwierig. Bisher konnten sie sich lediglich per Telefon, E-Mail oder Fax besprechen. Das neue RTO nutzt modernste Technik, um dem erhöhten Bedarf an Informationsaustausch gerecht zu werden. Zum Beispiel: Bei einer Bohranlage erhalten wir rund um die Uhr zahlreiche Informationen, wie etwa Spülungsdichte oder Durchflussmengen. Durch die Bereitstellung dieser Daten an allen Dea-Standorten können Experten nun den Bohrungsverlauf live verfolgen und auch tagesübergreifende Trendanalysen analysieren. Die „Real Time Operations“-Lösung ist damit ein weiteres Beispiel, dass die von uns angewendete Technik und das hier vorhandene Know-how sich ohne Weiteres mit dem der großen internationalen Player messen lassen kann.

RWE Dea Explorations-Ergebnisse 2009

Chart 18

Mit immer ausgefeilteren seismischen Untersuchungen leisten wir bestmögliche Vorarbeit für Explorationserfolge. So erreichen wir durch ausgereifte geowissenschaftliche Analysen im Vorfeld von Bohrungen hohe Fündigkeitsquoten.

Auch im Jahr 2009 haben wir die erfreuliche Erfolgsserie bei den Explorations- und Bestätigungsbohrungen fortgesetzt. Von 32 Bohrungen mit RWE Dea Beteiligung waren 20 wirtschaftlich fündig. Die Erfolgsrate lag damit bei 63 Prozent und übertraf das bereits sehr hohe Niveau der Vorjahre. Die Bohrungen waren je zur Hälfte Explorations- und Bestätigungsbohrungen. Bei den

Explorationsbohrungen lag die Erfolgsrate bei 56 Prozent und somit weit über der in der Industrie üblichen Bandbreite von 20 bis 35 Prozent.

RWE Dea in Mitteleuropa

Chart 19

Ich komme zu unseren Explorationsaktivitäten und unseren aktuellen Feldesentwicklungsprojekten in einzelnen Regionen.

In Deutschland hat RWE Dea eine starke Position in der Gas- und Ölproduktion. Wir führen hier kontinuierlich Explorationsaktivitäten durch, um für möglichst lange Zeit die Voraussetzungen für eine Produktion auf hohem Niveau zu schaffen. Neufunde können dank guter Infrastruktur schnell und kostengünstig entwickelt werden. In Schleswig-Holstein haben wir im Frühjahr 2009 seismische Messungen auf einer Fläche von 400 Quadratkilometern abgeschlossen. Wir wollen damit im Kreis Plön auf der Basis dieser besseren Kenntnisse Öl im Bereich der Altfelder sowie neue Lagerstätten erkunden.

Auch unter dem Gebiet des Wattenmeeres der deutschen Nordsee wollen wir die, von uns vermuteten, umfangreichen Ölpotenziale im schleswig-holsteinischen Lizenzgebiet Heide-Büsum (Mittelplate) und im niedersächsischen Lizenzgebiet Cuxhaven erkunden. Die Erarbeitung der für die Beantragung der Explorationsbohrungen nötigen Details stand im Berichtsjahr im Kontext der Bewerbung um die Anerkennung des Wattenmeeres als Weltnaturerbe. Wir haben hierzu eng mit den zuständigen Behörden zusammengearbeitet und konstruktiv Lösungen eingebracht. Überdies haben wir erklärt, keine

weiteren Förderanlagen im Nationalpark Wattenmeer einzurichten. Bei wirtschaftlichen Fündigkeiten werden wir Vorkommen von außerhalb des Nationalparks oder von der Bohr- und Förderinsel Mittelplate aus entwickeln.

Nördlich der niedersächsischen Stadt Gifhorn traf eine Probebohrung in 2009 und eine weitere in diesem Jahr leider nicht auf die vermutete Erdöllagerstätte im Umfeld ausgeförderter Altfelder.

In Polen haben wir die Explorationsarbeiten in unserem Konzessionsgebiet am Rand der Karpaten mit 3D-seismischen Messungen fortgesetzt sowie eine weitere Bestätigungsbohrung abgeteuft, die die Ölführung der Vorgängerbohrung aus dem Jahr 2007 bestätigte. Eine weitere Bestätigungsbohrung haben wir dieses Jahr gebohrt und ist noch in der Endphase der Interpretation der Ergebnisse.

Chart 20

Noch erfolgt mehr als die Hälfte unserer Gesamtförderung in Deutschland. Mit einem wachsenden Anteil an der deutschen Erdgas- und Erdölproduktion sind wir einer der größten Produzenten unserer Branche im Lande. 2009 haben wir mit unserer eigenen Bohranlage T 160 zwei Gasproduktionsbohrungen in unserem niedersächsischen Gasfeld Völkersen fertig gestellt und in Produktion genommen, eine weitere dieses Jahr. Mit diesen und weiteren Maßnahmen zur Effizienzsteigerung wollen wir die Förderung auf hohem Niveau halten.

Gleichzeitig bauen wir unser Gasspeichergeschäft aus. So

haben wir im Oktober mehrjährige Modernisierungs- und Erweiterungsarbeiten des Erdgasspeichers Wolfersberg in der Nähe von München erfolgreich abgeschlossen. Mit dem auf eine Kapazität von 365 Millionen Kubikmeter ausgebauten Speicher können wir unseren Beitrag zur sicheren Energieversorgung mit Erdgas erhöhen.

Auch die Entwicklung des größten deutschen Erdölfeldes Mittelplate setzten wir im Jahr 2009 fort. Ausgehend von einer bestehenden Produktionsbohrung haben wir drei Ablenkungen gebohrt und die Lagerstätte geologisch weiter untersucht. Mit einer weiteren Produktionsbohrung haben wir begonnen. Wegen der natürlichen Verlagerung eines nahe gelegenen Priels haben wir zum Schutz der Bohr- und Förderinsel Arbeiten am sogenannten Kolkschutz durchgeführt. Den Genehmigungsbehörden wurde eine entsprechende Planung zu den erforderlichen Maßnahmen vorgelegt.

Mit der Ausweitung der RWE Dea Aktivitäten geht auch ein zunehmender Platzbedarf für die Bohrkernlager in Wietze einher. Hier lagern bereits über 20.000 Kernkisten von RWE Dea Bohrungen aus aller Welt. Direkt neben den Laborgebäuden haben wir 2009 daher ein neues Bohrkernlager errichtet.

Chart 21

In Norwegen haben wir unsere Präsenz im Laufe der letzten Jahre sukzessive ausgebaut. Dies trägt nun Früchte. Im Jahr 2009 waren von vier abgeteuften Explorations- bzw. Bestätigungsbohrungen zwei wirtschaftlich fündig. Zudem wurde eine bereits im Jahr 2007 fündige Bohrung nunmehr mit einer Zuflussrate von 900 Kubikmeter Öl pro Tag erfolgreich getestet. Die Fündigkeiten sollen zügig für

eine Produktionsaufnahme in den nächsten Jahren entwickelt werden. In diesem Jahr wurden bereits drei weitere Bohrungen mit RWE Dea Beteiligung abgeteuft - hier grün. Eine davon ist wirtschaftlich fündig, die anderen zeigten zum Teil gute Ölanzeichen, müssen aber noch weiter untersucht werden.

Im Gasfeldgebiet Snøhvit in der Barentssee (hier nicht im Bild) lief die LNG-Anlage auf der Insel Melkøya nach zusätzlichen Wartungs- und Verbesserungsmaßnahmen planmäßig und produziert nun mit Nennkapazität. Im Rahmen einer Ausschreibungsrunde erhielt RWE Dea Anteile von 20 bzw. 25 Prozent an zwei vielversprechenden Lizenzen, die sich in der Nähe von Snøhvit befinden. Sie sind eine wichtige strategische Ergänzung unseres norwegischen Explorationsportfolios.

Anfang dieses Jahres erhielten wir zwei weitere neue Explorationslizenzen in der norwegischen Nordsee. Es handelt sich zum einen um eine Beteiligung von 3,6 Prozent an der Lizenz PL552, die an das Gebiet der Lizenz PL089 grenzt, an der wir bereits beteiligt sind. Zum anderen erhielten wir nahe der dänischen Grenze eine Beteiligung von 20 Prozent an der Lizenz PL539.

Chart 22

Ein wichtiges Projekt in Norwegen ist die Entwicklung des Gas- und Kondensatfeldes Gjøa in der Norwegischen See. Die Entwicklung des Gas- und Kondensatfeldes Gjøa verlief planmäßig. Die Ölleitung und Strecken einer Gaspipeline wurden verlegt.

Hier sehen Sie Impressionen von den Arbeiten zur Entwicklung des

Gas- und Kondensatfeldes Gjoa in Norwegen. Der in Südkorea gefertigte Plattformunterbau wurde in Norwegen mit den Aufbauten versehen und die Bohrkampagne mit dem Abbohren der Produktionsbohrungen fortgesetzt. Der Start der Förderung soll noch im Jahr 2010 erfolgen.

Chart 23

In Dänemark wurde der Nini-East-olfund im Berichtsjahr durch die Einbindung in die bestehende Infrastruktur entwickelt. Dazu wurde eine Pipeline verlegt und die Plattform installiert. Zudem wurden zwei Produktionsbohrungen und eine erste Injektionsbohrung erfolgreich abgeteuft, sodass die Produktion im Frühjahr dieses Jahres starten konnte. Auf den Bildern sehen Sie die installierte Plattform sowie die Verschiffung des Unterbaus und der Aufbauten. Die Verschiffung der 3.000 t schweren Plattform musste über rund 40 km erfolgen. Die Gesamtlänge der verlegten Pipeline beträgt 7 km.

Wachstumsschub durch Breagh-Akquisition in UK eingeleitet

Chart 24

In der britischen Nordsee verfügen wir neben der laufenden Produktion über Explorationslizenzen mit Gaspotenzial. Im abgelaufenen Geschäftsjahr führten wir in der zentralen britischen Nordsee eine Explorationsbohrung durch, die aber nur Kohlenwasserstoffe in geringen Mengen zeigte. Die erste Explorationsbohrung in der Konzession westlich von Irland, an der RWE Dea beteiligt ist, zeigte lfuhrung, die weiter untersucht wird.

Durch die Übernahme von 70 Prozent des Breagh-Gasfeldes konnten wir anteilige Ressourcen von mindestens 13 Milliarden Kubikmetern Gas hinzugewinnen sowie zusätzliche

Explorationsmöglichkeiten in umliegenden Lizenzgebieten.

Weiterhin haben wir einen Anteil von 50 Prozent an mehreren Konzessionsblöcken des kleineren noch zu entwickelnden Feldes Clipper South erworben. Die in Großbritannien 2009 hinzugewonnenen Ressourcen entsprechen etwa zehn Prozent der gesamten RWE Dea Erdgasressourcen und -reserven des Jahres 2008. Mit der Produktionsaufnahme wird sich die durchschnittliche jährliche Gasförderung der RWE Dea in Großbritannien voraussichtlich mehr als verdoppeln. Bei beiden Projekten hat RWE Dea die Betriebsführerschaft zur Entwicklung der Felder übernommen. Damit etablieren wir uns nachhaltig als Betreiber von Gasprojekten in der britischen Nordsee.

Chart 25

Unser in der britischen Nordsee gelegenes Gasfeld Topaz haben wir 2009 nach der Verlegung einer Pipeline und einer Versorgungsleitung erfolgreich in Produktion gebracht. Wir können dadurch den natürlichen Förderrückgang unserer Produktion in Großbritannien mindern bis wir die neuen Entwicklungsprojekte realisiert haben.

Auf den Bildern sehen Sie einige bei den Arbeiten eingesetzte Spezialschiffe, mit deren Hilfe die Grabungs- und Verlegearbeiten sowie Inspektions- und Taucharbeiten durchgeführt wurden.

Ägypten: Erfolgreiche Exploration, große Entwicklungen stehen an

Chart 26

In der Region Nordafrika sehen wir Wachstumspotenzial. RWE Dea besitzt dort eine gute Position in Ägypten sowie in Libyen und Algerien. Zusätzlich führen wir in Marokko und Mauretanien Explorationsmaßnahmen durch.

In Ägypten ist RWE Dea seit über 30 Jahren aktiv. In den vergangenen Jahren haben wir unsere Aktivitäten durch beträchtliche Gasfunde und neue Konzessionen vor allem im Nildelta deutlich ausgebaut. Im Jahr 2009 konnten wir unsere Erfolgsserie weiter fortsetzen. Von neun Explorations- und Bestätigungsbohrungen mit RWE Dea Beteiligung waren sechs wirtschaftlich fündig.

In unserer Konzession Disouq waren alle vier abgeteuften Bohrungen erfolgreich. In den Konzessionen West Wadi El Rayan und East Yidma war jeweils eine Bohrung wirtschaftlich ölfündig. Eine weitere Explorationsbohrung in der Konzession East Yidma sowie zwei Bohrungen in der Konzession South Mariut trafen hingegen nicht auf die erwarteten Lagerstätten. Dieses Jahr wurden schon zwei weitere Bohrungen mit RWE Dea Beteiligung gebohrt.

Auch in Ägypten wollen wir die geplanten Feldesentwicklungen unserer umfangreichen Ressourcen zügig umsetzen. Beim ersten von uns operierten Offshore-Gasentwicklungsprojekt North Idku im westlichen Nildelta brachten wir zunächst eine Produktionsbohrung erfolgreich auf zwei gasführende Träger nieder. Eine zweite Bohrung traf aber nicht auf die erwartete Lagerstätte. Deshalb werten wir die bisherigen Bohrungsergebnisse erneut aus und passen das technische Konzept an.

Bei unseren drei im Golf von Suez produzierenden Ölfeldern wirken wir durch neue Bohrungen dem natürlichen Förderrückgang entgegen. Dazu haben wir im Berichtsjahr zwei Produktionsbohrungen im Feld Ras Fanar und eine im Feld Zeit Bay abgeteuft.

Libyen: erfolgreiche Exploration, entwicklungsreife Fündigkeiten

Chart 27

In Libyen konnten wir nach der Erfolgsserie der vergangenen Jahre im Berichtsjahr mit Bestätigungsbohrungen weitere erfreuliche Funde verbuchen: Wir erzielten bei sieben bewerteten Bohrungen vier wirtschaftliche Öl- bzw. Gasfündigkeiten. Drei davon in unserer Konzession NC 195 und eine in der Konzession NC 193. Zusätzlich haben wir in den Lizenzen drei Bohrungen abgeteuft, um die Grenzen der gefundenen Lagerstätten festlegen zu können. Diese drei Bohrungen stießen nicht auf die erhofften Vorkommen, wir können sie aber später im Rahmen der noch zu entwickelnden Ölförderung zur Wasserinjektion nutzen. Dieses Jahr wurde bereits eine Bohrung abgeteuft.

Für unsere Fündigkeiten in Libyen laufen Vorbereitungen für eine zügige Feldesentwicklung und Produktionsaufnahme. Für zwei Fündigkeiten in der Konzession NC 193 konnten wir bereits 2009 die notwendigen Abschlussberichte bei den zuständigen Behörden einreichen, weitere folgen dieses Jahr.

Chart 28

Die Explorationsphase in Algerien haben wir abgeschlossen. In der Konzession Reggane North waren von acht in 2009 abgeteuften bzw. bewerteten Bohrungen sechs fündig. Vier davon testeten gute

Gesamtförderraten von 15.000 bis über 25.000 Kubikmeter pro Stunde. Zwei weitere Bohrungen zeigten niedrigere Zuflussraten, sind aber im Zusammenhang des Gesamtentwicklungskonzeptes zur Entwicklung vorgesehen.

Die Planungen für die Entwicklung der in den letzten Jahren erzielten Erdgasfündigkeiten wurden fortgeführt. Für die Lizenz Reggane North ist die Entwicklung von sechs Feldern vorgesehen.

Die „Declaration of Commerciality“ wurde von den Projektpartnern unterzeichnet und zur behördlichen Genehmigung eingereicht, sodass wir mit einer Entscheidung im nächsten Quartal rechnen.

In Mauretanien und Marokko neuen Erfolgen den Weg bahnen

Chart 29

Seit 2008 sind wir in Marokko und Mauretanien präsent und befinden uns dort in der Explorationsphase.

In Marokko wurde in der Konzession Bas Draa, die eine Fläche von 20.000 Quadratkilometern umfasst eine 2D-seismische Messung mit einer Länge von rund 1.260 Kilometer abgeschlossen.

In Mauretanien ist RWE Dea an einem umfangreichen Konzessionsgebiet beteiligt, in dem Erdgas vermutet wird. In dem Block Ta10 wurde mit dem Eintritt in die zweite Explorationsphase mit der Akquisition zusätzlicher 2D-Seismik mit einer Länge von ca. 1.880 Kilometer begonnen, um die sich andeutenden Strukturen besser abgrenzen zu können. Ein weiterer Block wurde dort im Berichtsjahr mangels Prospektivität zurückgegeben.

Chart 30

Auf dem Chart sehen Sie einige Bilder unserer Explorationsarbeiten

in Nordafrika. Diese möchte ich zum Anlass nehmen, um über unsere erfolgreichen Maßnahmen zur Arbeitssicherheit zu berichten. Dieses Thema stand bei den Aktivitäten der RWE Dea im In- und Ausland auch im Jahr 2009 weiterhin im Fokus.

Ein erfreuliches Beispiel möchte ich hier erwähnen. In Libyen haben wir im vergangenen Jahr einen wichtigen Meilenstein hinsichtlich unserer Anstrengungen für Gesundheit und Sicherheit erreicht: Bei den seismischen Untersuchungen mit sieben verschiedenen Kontraktoren hat sich fünf Jahre in Folge bei insgesamt sechs Millionen Arbeitsstunden bis heute kein Unfall und keine Verletzung ereignet, die zu einem Arbeitsausfall geführt hätten. Die seismischen Arbeiten mit schweren Fahrzeugflotten in entlegenem Gebiet und schwierigem Terrain erforderten extrem große Sorgfalt und beschäftigten bis zu 400 Mitarbeiter gleichzeitig.

Meine Damen und Herren,

Chart 31

unser Ziel, die Förderung basierend auf bestehenden Fündigkeiten in den nächsten fünf Jahren zu verdoppeln, verfolgen wir mit Nachdruck. Das angestrebte Produktionsniveau wollen wir dann langfristig halten, durch weiter erfolgreiche Explorationstätigkeiten absichern und weitere Wachstumsmöglichkeiten identifizieren.

Unsere bestehenden Funde und bereits angelaufene Projekte reichen aus, um eine Produktion von 12 Mio. m³ OE bis 2015 zu erzielen. Unser gutes Portfolio, die organisatorische Struktur des Unternehmens und seine Personalressourcen geben uns dazu zusammen mit der Investitionszuteilung des Konzerns den nötigen Rahmen.

Nach jahrelangen Vorarbeiten durch Pathfinding und Exploration haben wir eine ansehnliche Zahl von Projekten in der Pipeline. Zunächst wird das norwegische Projekt Gjøa on stream gehen. Dann folgt die Produktion aus zur Entwicklung anstehenden Projekten in Großbritannien, Algerien, Norwegen und Ägypten sowie weitere Projekte, die wir aber zunächst durch Bestätigungsbohrungen untersuchen müssen.

Meine Damen und Herren,

Chart 32

ich fasse meine Ausführungen zu unseren operativen Aktivitäten zusammen. RWE Dea ...

- ist in Europa und Nordafrika breit aufgestellt,
- wird technisch und organisatorisch international höchsten Ansprüchen gerecht,
- ist in der Exploration sehr aktiv und äußerst erfolgreich,
- treibt Feldesentwicklungen voran.

Ich übergebe das Wort nun wieder an Herrn Rappuhn.

Perspektiven

Thomas Rappuhn

Reserven und Ressourcen: Basis für künftiges Wachstum

Chart 33

In den vergangenen Jahren hat RWE Dea die Summe an Reserven und nachgewiesenen Ressourcen stetig ausgebaut. Auch im Jahr 2009 haben wir diese Entwicklung erfolgreich fortgeführt und

verfügten zum Jahresende über Reserven und nachgewiesene Ressourcen in einem Umfang von 223 Millionen Kubikmeter Öläquivalente. Unsere Reserven (C) haben wir im Jahr 2009 gegenüber dem Vorjahr um neun Prozent auf mehr als 80 Millionen Kubikmeter Öläquivalente erhöht. Dies gelang hauptsächlich durch die Projekte in Algerien und dank der Akquisition von Mehrheitsanteilen an den Gasvorkommen in Großbritannien, die zur Entwicklung anstehen. Die nachgewiesenen Ressourcen (S) konnten wir um sechs Prozent auf fast 143 Millionen Kubikmeter Öläquivalente ausbauen. Entscheidend hierfür waren u. a. erfolgreiche Explorationstätigkeiten in Ägypten sowie die Akquisitionen in Großbritannien.

Durch den Reserven- und Ressourcenausbau haben wir die Basis für künftige Produktion gelegt: Nun heißt es, diese in den nächsten Jahren schnellstmöglich zu entwickeln. Dazu steht uns auch künftig ein entsprechend großes Investitionsbudget zur Verfügung. Als Unternehmen des finanzstarken RWE-Konzerns haben wir somit den Rückhalt, unseren Wachstumskurs fortzusetzen.

Meine Damen und Herren,

Chart 34

gleichzeitig müssen wir sicherstellen, dass wir die Anhebung unseres Produktionsniveaus langfristig halten können. Dazu müssen wir uns noch breiter aufstellen.

Eine sehr aussichtsreiche Region mit hohem Potenzial bilden die Länder der Gemeinschaft Unabhängiger Staaten. Wir konzentrieren uns dort bisher auf die Region des Kaspischen und des Schwarzen Meeres und führen vor Ort Gespräche

hinsichtlich möglicher Explorationsaktivitäten, des Einstiegs in bestehende Lizenzen und des Erwerbs von Lizenzen.

In der kaspischen Region sind wir 2009 und jüngst in diesem Jahr entscheidende Schritte vorangekommen. Der direkte Zugang zu den Gas- und Ölvorkommen am Kaspischen Meer kann eine bedeutende Rolle für die Versorgungssicherheit Europas spielen. Gefundene Gasmengen könnten zu einem späteren Zeitpunkt - durch die geplante Nabucco-Pipeline - direkt nach Mitteleuropa geleitet werden.

In Turkmenistan haben wir 2009 als eines von wenigen westlichen Unternehmen eine Explorationslizenz erhalten. Wir erhielten im Rahmen eines Production Sharing Contracts die Lizenz Block 23. Sie liegt im Südosten des Kaspischen Meeres und umfasst rund 940 Quadratkilometer. Für die erste Explorationsphase ist dort vor einer Seismik und einer Explorationsbohrung zunächst eine Umweltstudie geplant.

Um unsere Präsenz in Aserbaidshans zu intensivieren, haben wir 2009 in Baku eine Niederlassung eröffnet. Letzte Woche haben wir in Aserbaidshans zusammen mit dem staatlichen Ölünternehmen eine Absichtserklärung zur Ausarbeitung eines Vertrages unterschrieben. Inhalt der Vereinbarung ist die Suche nach Erdöl und Erdgas und deren spätere Entwicklung in der sogenannten Nakhichevan Struktur im aserischen Teil des Kaspischen Meeres etwa 50 Kilometer vor der Küste Aserbaidshans.

In den kommenden Monaten soll nun ein „Exploration, Development and Production Sharing Agreement“ ausgearbeitet werden. Die Unterzeichnung der Absichtserklärung ist ein erster Schritt. Wir planen, unsere Aktivitäten in Aserbaidschan kontinuierlich aufzubauen und freuen uns auf eine konstruktive Zusammenarbeit.

Um die, für die nächsten Jahre geplante, Produktionserhöhung auch dauerhaft halten zu können, wollen wir unser Länderportfolio auch außerhalb unserer bisherigen Fokusregionen erweitern. Wir werden daher auch über Europa, Nordafrika und den kaspischen Raum hinaus noch intensiver nach Möglichkeiten suchen, in attraktive Projekte einzusteigen. Neben reinen Explorationsprojekten kommen dafür auch bereits zur Entwicklung anstehende Projekte in Betracht.

Chart 35

Unser Nahziel ist, die Produktion zunächst auf dem Niveau der letzten Jahre zu halten und sie dann mit der Realisierung der definierten Feldesentwicklungsprojekte deutlich auszubauen. Unsere anstehenden Projekte sind vor dem Hintergrund eines schwierigeren wirtschaftlichen Umfeldes umzusetzen. Daher sind sie präzise und kostenbewusst geplant in Angriff zu nehmen. 2010 warten große Aufgaben auf uns: In Algerien wollen wir die Feldesentwicklung beginnen, in Libyen, Ägypten, Großbritannien und Norwegen Projektgenehmigungen erlangen und die Feldesentwicklungen mit Nachdruck vorantreiben.

Die anstehenden Projekte sichern unseren künftigen

Gewinnzuwachs. Ein weiterer Vorteil des Wachstums ist, dass es zu Kostenersparnissen durch Größenvorteile führen wird. So streben wir ein betriebliches Ergebnis von 900 Millionen € im Jahr 2013 an.

Chart 36

Meine Damen und Herren,
die anstehenden Projekte werden sich positiv auf unsere Kennzahlen auswirken, so dass wir für dieses und die folgenden Jahre gute Perspektiven haben.

Wir wollen unsere Mitarbeiterschaft mit gut ausgebildeten und engagierten Leuten weiter ausbauen. Die Investitionen werden wir in den nächsten Jahren auf hohem Niveau halten.

Mittelfristig stehen uns durchschnittliche Investitionsvolumen in der Größenordnung zur Verfügung, wie wir sie 2009 ausschöpfen konnten, auch wenn wir dieses Volumen im laufenden Jahr voraussichtlich nicht erreichen werden.

Entsprechend wird unser Betriebliches Vermögen weiter zulegen. Die Produktion wird zunächst ungefähr auf Vorjahreshöhe liegen und dann kräftig anziehen.

Da wir eine konsequente Kostenoptimierung - insbesondere bei den direkt ergebniswirksamen Aufwendungen von Projekten - verfolgen, gehen wir bereits für 2010 bei einem anhaltenden Aufwärtstrend der Ölnotierungen von einem besseren Betrieblichen Ergebnis aus und werden dieses Niveau dann sukzessive steigern. Entsprechend erwarten wir steigende Kapitalrenditen und folglich wieder einen höheren Wertbeitrag.

Meine Damen und Herren,

Chart 37

ich möchte das Kapitel „Perspektiven“ mit folgenden Thesen zusammenfassen. RWE Dea ...

- hat großes Wachstumspotenzial durch eine stetig ausgebauten Reserven- und Ressourcenbasis,
- hat für Investitionen auch in ungünstigeren Zeiten den Rückhalt des finanzstarken RWE-Konzerns,
- will die Produktion bis 2015 verdoppeln,
- will das Wachstum auf neue Länder ausweiten,
- und ist insgesamt für die Zukunft sehr gut aufgestellt!

Vielen Dank für Ihr Interesse. Meine Kollegen und ich beantworten nun gerne Ihre Fragen.