

Kursavancen „zu weit, zu schnell“,  
Upside begrenzt

Shale Gas als „Game changer“ im  
Energiesektor und attraktive  
Investmentopportunität

Liquiditätsschwemme und  
gestiegener Risikoappetit als  
primärer Grund für Ölpreisanstieg

Aktuell Überversorgung am Ölsektor,  
Lagerbestände als Achilles-Ferse

Ölpreisentwicklung aus Sicht der  
Österreichischen Schule der  
Nationalökonomie

Ein chinesischer „Black Swan“?

Prognose 2010: 1. HJ: Fortsetzung  
des Aufwärtstrends bis USD 90-100,  
2. Halbjahr Trendumkehr zu erwarten

Durchschnittskurs 2010:  
USD 72/Barrel

## Spezial Report Öl

International Research

**Too fast, too furious... now time  
for a break**



# Spezial Report Öl

## Inhalt

	<b>Seite</b>
1. Einführung	2
Ist Öl auf aktuellem Niveau „billig“?	3
2. Angebot	5
OPEC-Disziplin nimmt rapide ab	6
IEA spricht erstmals von Peak Oil	7
„Exploration hopes to find elephants and generally finds mice...“	9
Kann der Irak den Ölmarkt fluten?	12
Fazit Irak:	14
Fazit Angebot	15
3. Shale Gas als „game changer“ für den Energiesektor?	16
Shale Gas als stille Revolution	16
Wettrennen um Shale Gas Lizenzen in Europa	18
Fazit Shale Gas	20
4. Nachfrage	22
Ein chinesischer „Black Swan“?	24
5. Exkurs: Ölpreisentwicklung aus der Sicht der Österreichischen Schule der Nationalökonomie	27
6. CFTC plant strengere Regulierungen	30
7. Technische Analyse	31
Commitment of Traders Report signalisiert weitere Anstiege	32
Ratio-Analyse	36
Fazit der technischen Analyse	38
8. Conclusio	39
Contacts	42

# Spezial Report Öl

## 1. Einführung

### **Chance/Risiko aktuell unattraktiv**

Wie in unserem Spezialreport 2009 „Die Ära des billigen Öls geht zu Ende“ formuliert, war das Chance/Risikoverhältnis für Ölinvestoren im Vorjahr bei USD 33/Barrel ausgesprochen attraktiv. Nach der impulsiven Erholung dürfte sich dies jedoch geändert haben. Aufgrund der recht ambitionierten konjunkturellen Erwartungen die für Öl derzeit eingepreist werden, aber auch der latent schwächelnden Nachfrageseite (Stichwort Peak-Demand?) seitens der OECD-Nationen erwarten wir spätestens im 2. Halbjahr 2010 eine Trendumkehr. Bis dahin sollte der Ölpreis aufgrund saisonaler Faktoren bei geringem Momentum nach oben bzw. seitwärts tendieren. Das Risiko nach unten scheint somit aktuell klar größer als die Kursphantasie nach oben.

### **Liquiditäts- schwemme hauptveran- wortlich für hohen Ölpreis**

Die weltweiten Stimuli seitens Regierungen und Notenbanken und die nahezu globale Nullzinspolitik verursachten 2009 eine Wiederauferstehung von Rohstoffinvestments. Mehr als 60 Milliarden USD flossen lt. Barclays<sup>1</sup> im Vorjahr in den Rohstoffsektor. Weiterer Grund für den gestiegenen Ölpreis war natürlich der schwache US-Dollar. Die Korrelation zwischen Ölpreisen und Euro/Dollar Wechselkurs liegt auf 5-Jahres-Sicht bei aktuell 88,2 %.

### **Wir zweifeln am blinden Glauben an die chinesische Konjunktur- lokomotive**

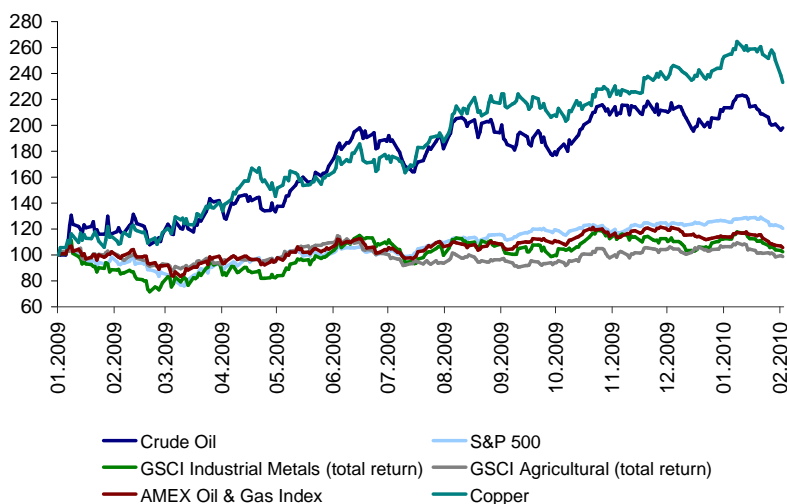
Das strukturelle Problem bei Rohöl hat sich aufgrund der eingebrochenen Nachfrage zuletzt deutlich entspannt. Die konjunkturelle Erholung ist zwar intakt, jedoch glauben wir, dass der Ölpreis deutlich überschossen hat. Die Nachfrage ist zwar – insb. in den Schwellenländern – deutlich angestiegen, liegt aber immer noch klar unter den Höchstwerten. Zudem zeigen wir uns im blinden Glauben an die chinesische Konjunkturlokomotive kritisch. China kann und wird nicht der alleinige Antriebsmotor für die globale Erholung, der Rettungsanker und Heilsbringer der Weltwirtschaft bzw. der einzige Hoffnungsträger für die Ölnachfrage sein können.

### **OPEC sieht USD 70-80 als perfekte Bandbreite**

Die Nachfrage nach Mineralölprodukten ist weiterhin schwach, der Fokus der Ölpreisdiskussion sollte unserer Meinung nach, auch wieder auf die Angebotsseite gerichtet werden. Die Fördermengenkürzungen der OPEC haben im Vorjahr –wenngleich mit großer Verzögerung – ihre Wirkung gezeigt, die Mitgliedsstaaten zeigten sich fest entschlossen den Preisverfall zu stoppen und den Markt zu stabilisieren. Im Bereich von USD 70-80/Barrel sieht die OPEC derzeit die perfekte Bandbreite, sowohl für Produzenten als auch Konsumenten.

Anhand des nachfolgenden Charts lässt sich erkennen, dass Industriemetalle sowie Erdöl die klaren Outperformer 2009 waren. Die enttäuschende Entwicklung des GSCI ist in erster Linie auf die Rollverluste zurückzuführen, der Spotindex kletterte um mehr als 60%.

### **Kursentwicklung Commodities und Aktien: 01/2009 – 02/2010**



Quelle: Datastream, Erste Group Research

<sup>1</sup> „Commodity Investment Expected To Remain Strong in Early 2010“, Wall Street Journal, 4. Jänner 2010

# Spezial Report Öl

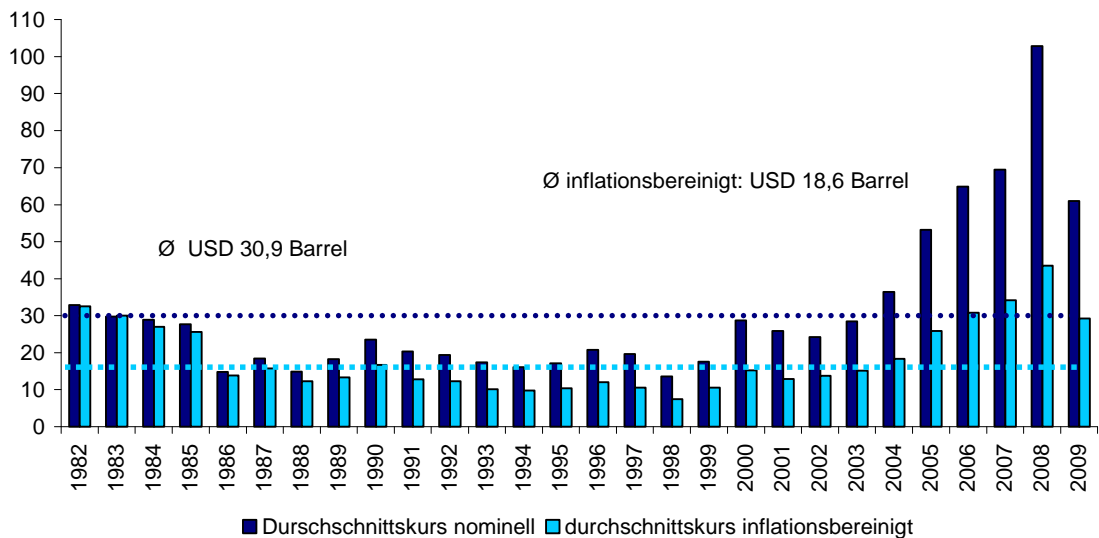
## Ist Öl auf aktuellem Niveau „billig“?

Nach unserem letzten Report (Februar 2009) sahen wir bei USD 33/Barrel ein attraktives Einstiegsniveau. Der Ölpreis hat sich 2009 mehr als verdoppelt, der Durchschnittspreis für 2009 (WTI) lag bei USD 61 je Barrel, mit unserer Prognose von USD 55 waren wir also akkurat, obgleich wir das bedingungslose deficit spending und die globalen Stimuli unterschätzt haben. Ist Öl nun auf aktuellem Niveau von knapp USD 80 günstig?

**Ölpreis liegt weit über historischem Mittel - sowohl inflationsbereinigt als auch nominell**

Die Illusion eines „günstigen“ Ölpreises basiert vermutlich darauf, dass viele Marktteilnehmer das Allzeithoch 2008 bei knapp USD 150 als Referenzkurs betrachten. Auf aktuellem Niveau liegt der Ölpreis mehr als 100% über dem langfristigen Durchschnitt von USD 30,9 bzw. dem Median von USD 24. Selbst in der historischen Rezession 2008 lag der Ölpreis nur kurz unter USD 40/Barrel. Ein Wert der noch vor einer Dekade selbst bei globaler Hochkonjunktur schwer vorstellbar gewesen wäre. Auch inflationsbereinigt ist Öl alles andere als günstig. Bei einem aktuellen inflationsbereinigten Wert von USD 29,3/Barrel liegt er klar über dem langfristigen Mittelwert bei USD 18,6/Barrel bzw. dem Median von 14,4. Im historischen Vergleich ist Öl demnach weder nominell noch inflationsbereinigt günstig.

### Realer vs. Inflationsbereinigter Durchschnittskurs seit 1982



Quelle: Datastream, Erste Group Research, sharelynx.com, Bloomberg

**ASCI als neue Benchmark-Sorte?**

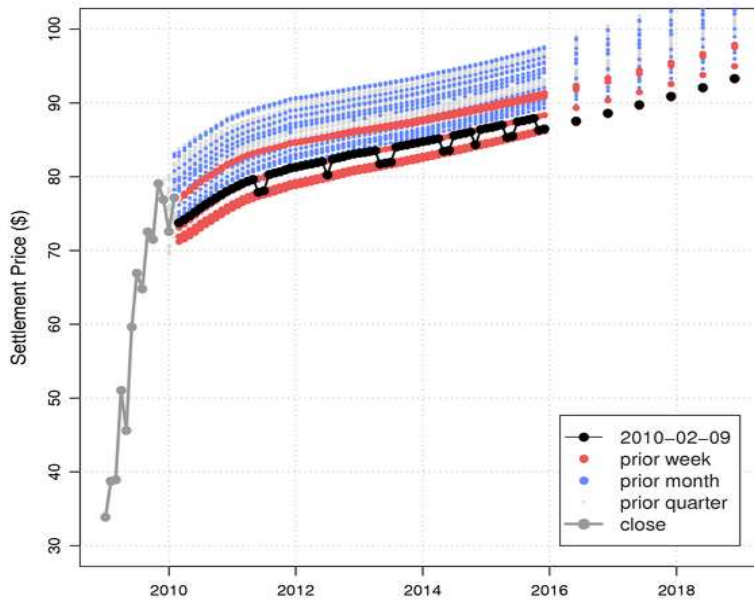
2009 war Brent teilweise wesentlich teurer als die nordamerikanische Benchmark WTI. Brent weist eine leicht schlechtere Qualität aus und ist deshalb in der Raffinerung kostspieliger. Aufgrund der anhaltenden Lagerungsprobleme in Cushing, möchte Saudi Arabien nun ASCI (Argus Sour Crude) als neue Benchmark etablieren.

**Extrem-Contango-Situation entspannt sich langsam**

Zudem war die Contango-Situation ausgeprägter denn je zuvor. Dies bedeutet, dass langfristige Futures gegenüber kurzfristigen deutlich teurer waren, dh. die Rollverluste aus Investorensicht waren enorm hoch. Dies hat sich mittlerweile ein wenig gebessert, die Forwardkurve hat sich abgeflacht. Ausschlaggebend dafür dürften die massiven Lagerbestände sein, die nun sukzessive abgebaut werden.

# Spezial Report Öl

## NYMEX Crude Oil Settlement Chain

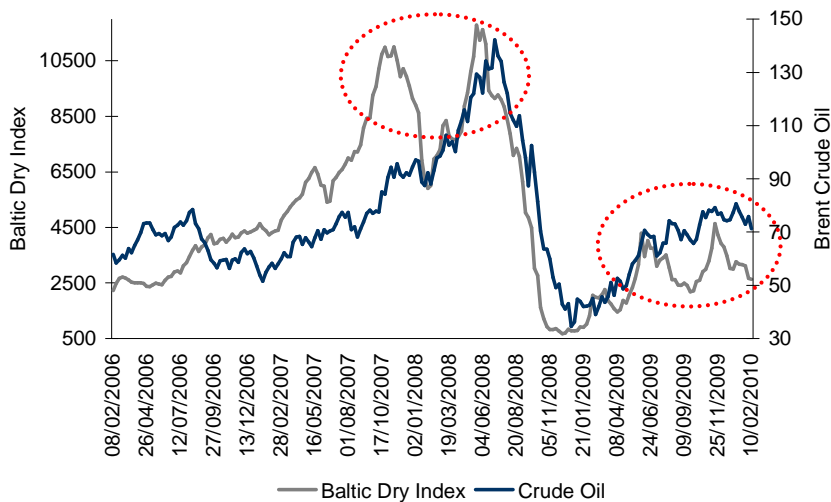


Quelle: Mazamascience.com

### **Baltic Dry Index signalisiert schwächeren Ölpreis**

Der globale Konjunkturerinbruch lässt sich gut anhand nachfolgender Grafik gut ablesen. Der Baltic Dry Index ist der wichtigste Indikator für weltweite Frachtraten bei Massengütern und geht somit Hand in Hand mit dem Welthandel. Er dient somit auch als verlässlicher Frühindikator für den Ölpreis. Anhand der Grafik erkennt man, dass der Baltic Dry oft schon früh einknickt, meistens bevor der Ölpreis in eine kurze, impulsive Trendphase eintritt. Aktuell tendiert der Ölpreis weiter nach oben, während sich das Momentum der Aufwärtsbewegung im Baltic Dry klar abschwächt. Dies spricht wohl für einen fallenden Ölpreis.

### Baltic Dry Index vs. Ölpreis



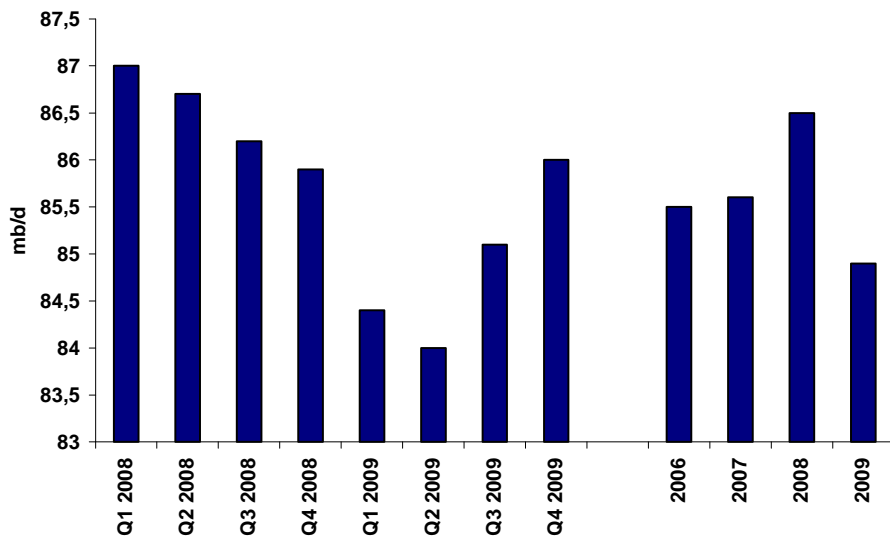
Quelle: Datastream, Erste Group Research

## 2. Angebot

### Aktuell klares Überangebot an Öl

Derzeit ist ganz klar genügend Öl vorhanden. Wir erwarten, dass sich die Angebotsseite – analog zur Nachfrageseite – in 2010 weiter erholt. Die OPEC Produktion wurde 2009 um knapp 4mb/d und damit so drastisch wie zuletzt 1982 gekürzt. Seitdem ist die Förderung zwar gestiegen, liegt aber weiterhin knapp 3mb/d unter den Höchstwerten. Aufgrund der Reservekapazitäten in Höhe von knapp 5 mb/d (und einer erwarteten Steigerung auf 6mb/d in 2010) könnte die OPEC jedes Aufwärtsmomentum im Preis innerhalb kürzester Zeit im Keim ersticken.

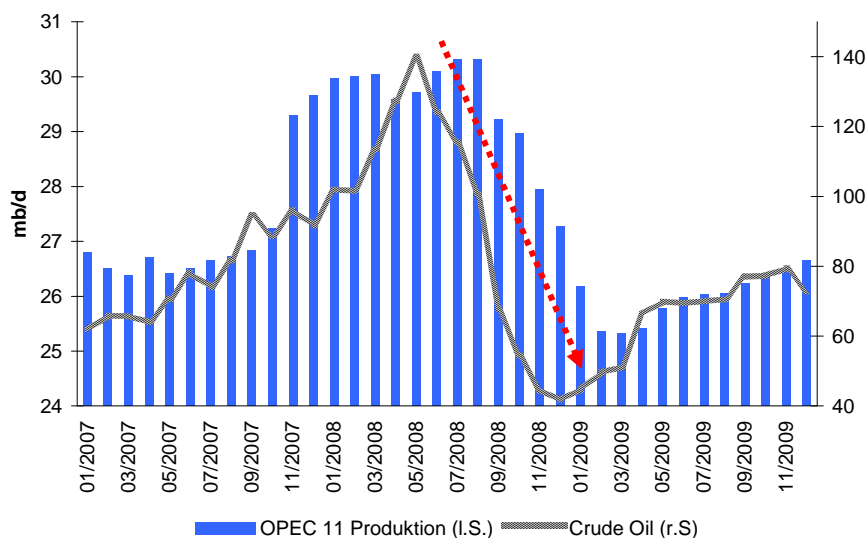
### Angebot weltweit



Quelle: IEA, oilmarketreport.org, Erste Group Research

In ihrem jüngsten Report geht die IEA nun davon aus dass die OPEC die Produktion in 2010 nicht anheben sollte, nachdem die Ölnachfrage außerhalb der Emerging Markets enttäuschend bleibt. Die höher erwartete Produktion ausserhalb der OPEC sowie 800.000 Barrel/Tag an NGL sollten das Nachfragewachstum decken.

### OPEC 11 (excl. Irak) – Produktion



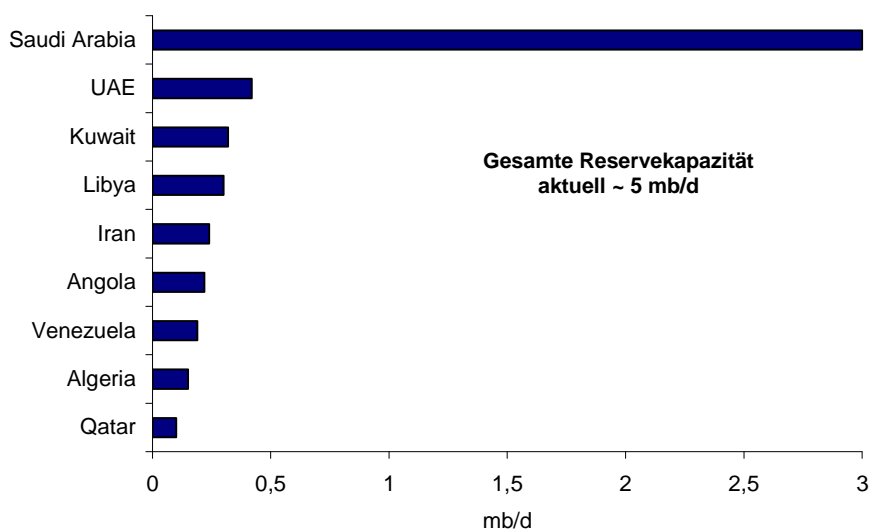
Quelle: Bloomberg, Erste Group Research

## OPEC-Disziplin nimmt rapide ab

**OPEC mit Preisband USD 70-80 zufrieden**

Beim 155. Meeting im Dezember wurde die aktuelle Fördermenge beibehalten. Für die OPEC scheint ein Ölpreis zwischen USD 70 und 80 optimal. Einerseits ist er niedrig genug um das zarte konjunkturelle Pflänzchen nicht im Keim zu ersticken, andererseits sind auf diesem Preisniveau alternative Ölquellen wie Ölsande oder Tiefseeöl wenig attraktiv und größtenteils unrentabel. In Kanada macht die Erschließung neuer Projekte beispielsweise erst ab einem nachhaltig über USD 80 liegenden Ölpreis Sinn. Auch Windkraft und Solarenergie sind auf diesem Preisniveau (ohne massive Subventionen) nur geringe Konkurrenz. Die Gewinnmarge der OPEC erscheint auf diesem Preisniveau robust. Insofern sind keine baldigen Änderungen der offiziellen Fördermengenpolitik zu erwarten. Lt. OPEC sollen die aktuellen Preise sowohl die Produzenten, als auch die Konsumenten zufriedenstellen.

### Reservekapazität OPEC



Quelle: Bloomberg, OPEC, Datastream, Erste Group Research

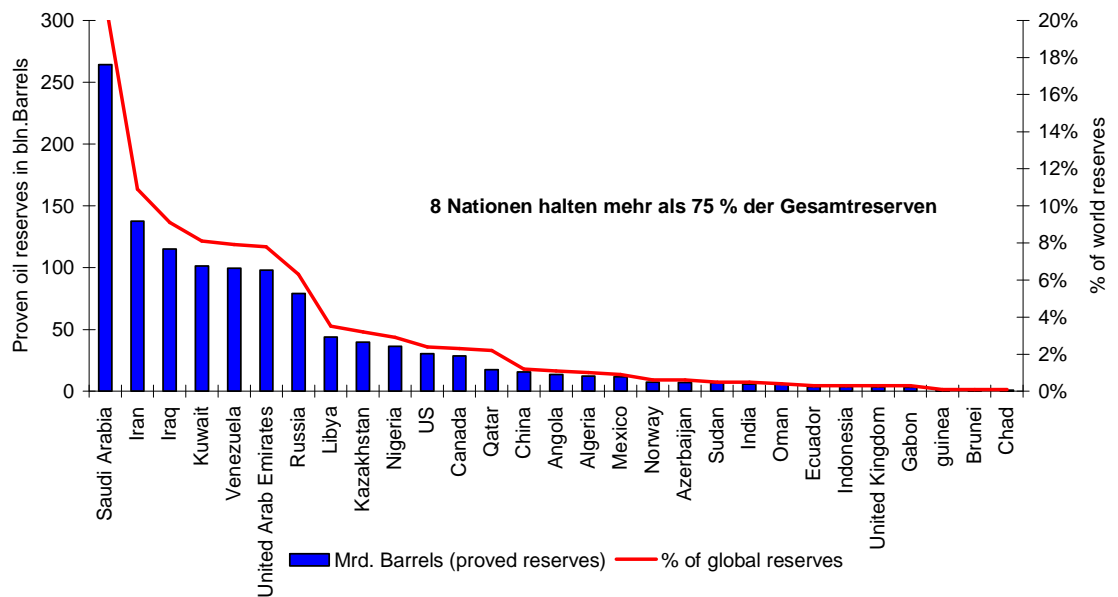
**OPEC hat Förderung de facto bereits massiv erhöht – Quotenerfüllung ~ 50 %**

Die ungewöhnliche Disziplin bei der Quotenerfüllung seitens der OPEC-Länder (die im 1. HJ 2009 für die Preisstabilisierung sorgte) hat rapide nachgelassen. Im Zuge des Preisanstieges liess auch die Disziplin nach. Aktuell liegt die Quotenerfüllung bei lediglich 50 %. Besonders die höhere Produktion Russlands weckte Begehrlichkeiten. Vor allem Angola, Iran, Nigeria und Ecuador hielten sich nicht an die Förderquoten. Dies bedeutet, dass die OPEC die Förderung de facto eigentlich bereits erhöht hat.

Die OPEC fördert derzeit knapp 60% des Gesamtvolumens, verfügt allerdings über mehr als 80 % der Reserven. Die wirtschaftliche und natürlich auch politische Macht der OPEC wird sich weiterhin erhöhen, die IEA rechnet damit dass 80 % der zusätzlichen Förderung aus OPEC-Ländern stammen wird. Die tatsächlichen Reserven – insb. der saudischen Ölfelder – dürfen jedoch bezweifelt werden. Produktivitätskennzahlen bzw. Details oder Updates der Reserven werden nicht veröffentlicht. Dies würde auch erklären wieso sich der mit Abstand größte OPEC Produzent Saudi Arabien seit Jahren weigert, die Reserven durch unabhängige ausländische Institute überprüfen zu lassen.

# Spezial Report Öl

## Verteilung der globalen Ölreserven



Quelle: BP Statistical Review of World Energy, Erste Group Research

## IEA spricht erstmals von Peak Oil

*"It is quite a simple theory and one that any beer drinker understands. The glass starts full and ends empty, and the faster you drink it, the quicker it's gone"*

Dr. Colin Campbell, Oil Depletion Analysis Centre

**IEA sieht  
Kosten für  
neues Öl bei ~  
USD 75/Barrel**

Lt. einer Studie der IEA<sup>2</sup> liegen die Kosten für die Neuauffindung eines Barrel Öls derzeit bei USD 75. Die IEA sieht den Anstieg als Summe aus steigenden Arbeits- und Landkosten sowie schwächeren Outputs. Saudi Arabien hat als kritische Marke für neue Projekte USD 70-75 gemeldet, neue Projekte ausserhalb der OPEC liegen oft bei Erschließungskosten jenseits von USD 100/Barrel.

**26 Billionen  
USD  
Investitionen  
bis 2030 nötig?**

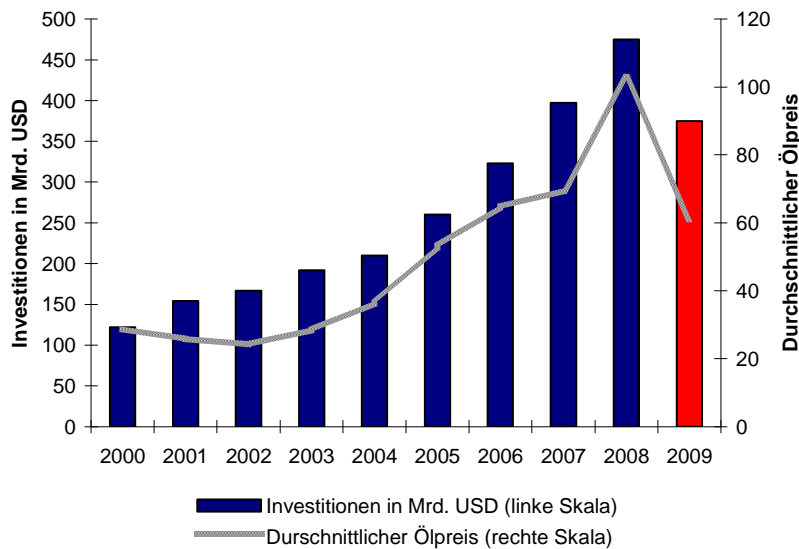
In ihrem World Energy Outlook rechnet die IEA mit einem nötigen Investitionsvolumen bis 2030 in Höhe von USD 26 Billionen. Mehr als die Hälfte davon würde in die Auffindung neuer Ölquellen fließen, um die rückläufige Förderung zu kompensieren. Im Zuge der globalen Finanzkrise geschah jedoch Gegenteiliges. Die Investitionsbudgets sind 2009 im Vergleich zu 2008 um knapp 22% bzw. USD 100 Mrd. verringert worden.

<sup>2</sup> Global Cost Study 2009



# Spezial Report Öl

Jährliche Investitionen vs. Ölpreis



Quelle: IEA, Bloomberg, USGS, Erste Group Research

**IEA warnt erstmals vor Peak Oil**

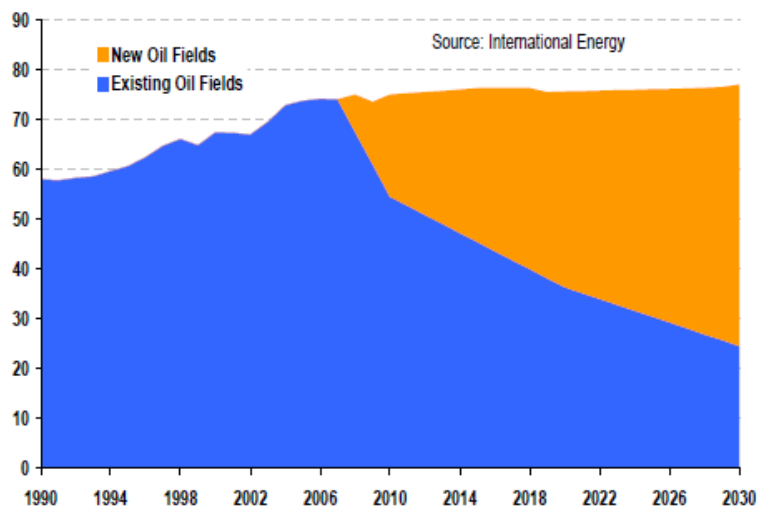
Erstmals warnt nun auch die IEA vor Peak Oil in 2020<sup>3</sup>. Chefökonom Fatih Birol zeigt sich überzeugt, dass die Produktion konventionellen Erdöls spätestens im Jahre 2020 einen Höhepunkt erreichen wird. Dies ist einigermaßen überraschend, nachdem sich die Agentur bisher sehr kritisch bezüglich Peak Oil äußerte. Nach Analyse von 800 Ölfeldern kam die IEA zum Schluss, dass man bis 2030 neue Ressourcen im Ausmaß von 40mb/d (dies entspricht in etwa der vierfachen Produktion Saudi Arabiens) finden müsse, um einen nachhaltigen Preisschock zu vermeiden.

**Guardian-Artikel bestätigt, dass Prognosen zu optimistisch sein könnten**

Ein Artikel im Guardian<sup>4</sup> sorgte vor Aufsehen. Die IEA geht in ihrem World Energy Outlook davon aus, dass die Ölnachfrage bis 2030 auf 105 Mio. Barrels/Tag steigen würde. Man erwarte, dass sich diese Zusatznachfrage mittels steigender OPEC-Produktion sowie einem höheren Anteil an unkonventionellen Quellen befriedigen lasse. Im Artikel bestätigen jedoch IEA-Mitarbeiter, dass die Zahlen bewusst viel zu optimistisch ausgewiesen werden, um eine Panik zu vermeiden.

Ölproduktion 1990-2008, Prognose 2009-2030

Millions b/d



Quelle: ETF Securities, IEA

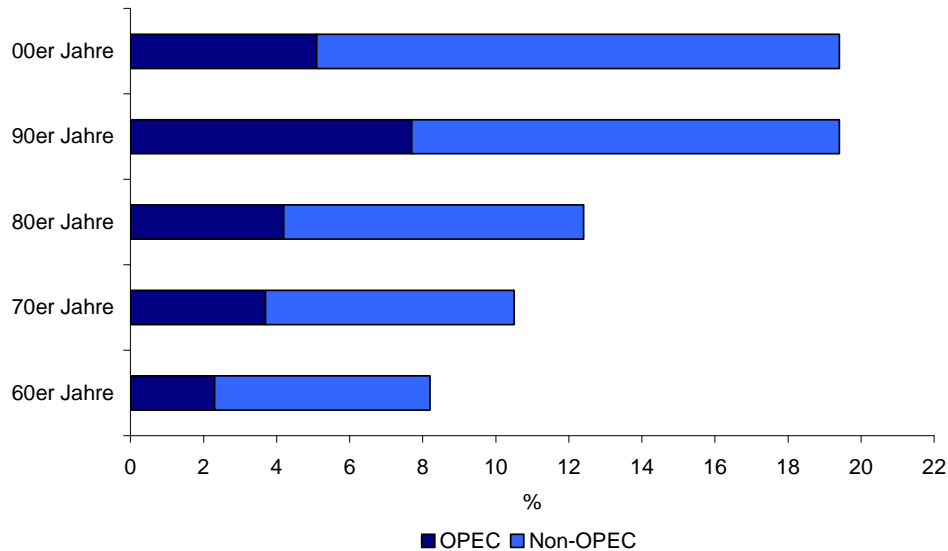
<sup>3</sup> [http://www.economist.com/businessfinance/displaystory.cfm?story\\_id=15065719](http://www.economist.com/businessfinance/displaystory.cfm?story_id=15065719)

<sup>4</sup> <http://www.guardian.co.uk/environment/2009/nov/09/peak-oil-international-energy-agency>

# Spezial Report Öl

Nach Norwegen, Großbritannien, Mexiko und China dürfte auf Russland demnächst das Fördermaximum überschritten haben. Auch die Tiefsee-Produktion dürfte 2012 den Peak überschreiten. Somit wird die Bedeutung von Saudi Arabien, dem Irak, Kasachstan und den Vereinigten Arabischen Emiraten immer wichtiger.

## Globale Decline-Rates in %



Quelle: WEO2008, IEA, BMO, Erste Group Research

### 4 Ölfelder produzieren seit 1955 90% des saudi-arabischen Öls

Saudi Arabien meldete jüngst ein Investitionsprogramm in Ausmaß von USD 120 Mrd. auf Sicht der nächsten 6 Jahre. Die Hälfte davon solle in die Entwicklung von onshore- und offshore Produktion investiert werden, der Rest in den Ausbau der Raffinerien sowie in Beteiligungen an ausländischen Ölkonzernen fließen<sup>5</sup>. Saudi Arabien ist der einzige Ölproduzent mit wirklich signifikanter Reservekapazität, sie beläuft sich derzeit auf mehr als 3 mb/d. Die Saudis rechnen mit durchschnittlich 1 Mio. Barrels zusätzlicher Nachfrage pro Jahr bis 2030, dh. man erwartet knapp 105 mb/d in 2030. Angesichts der starken Konzentration der saudischen Produktion, lässt sich auch das Dilemma der Industrie erkennen. Seit dem Jahre 1955<sup>6</sup> produzieren lediglich 4 große Felder 90% des gesamten saudischen Öls. Nachdem weiterhin keine ausländischen Revisoren zugelassen werden, scheint eine gewisse Skepsis bez. der ausgewiesenen Reserven angebracht.

### „Exploration hopes to find elephants and generally finds mice...“

### Gesamtproduktion stark abhängig von „Giant Oil Fields“

70% des täglichen Ölbedarfs stammt aus Ölfeldern, die vor 1970 entdeckt wurden. Es gibt derzeit mehr als 4.000 produzierende Ölfelder weltweit. Der Großteil dieser Felder produziert weniger als 20.000 Barrels/Tag, 3 % der Felder machen knapp die Hälfte des Outputs aus. Diese 3 % die mehr als 100.000 Barrels produzieren, werden als Giant Oil Fields bezeichnet. Lt. Matthew Simmons gibt es derzeit knapp 120 Giant Oil Fields, die für knapp 47 % des Gesamtangebots verantwortlich sind. Die 14 größten Felder sind wiederum für 20% verantwortlich, mittlerweile gibt es nur noch 4 Felder die mehr als 1 Mio. Barrels/Tag produzieren. Vor 20 Jahren waren es noch 17. Das Durchschnittsalter dieser Felder liegt bei etwa 52 Jahren.

<sup>5</sup> [http://www.qnaol.net/QNAEn/News\\_Bulletin/Economics/Pages/10-02-01-0944\\_868\\_0013.aspx](http://www.qnaol.net/QNAEn/News_Bulletin/Economics/Pages/10-02-01-0944_868_0013.aspx)

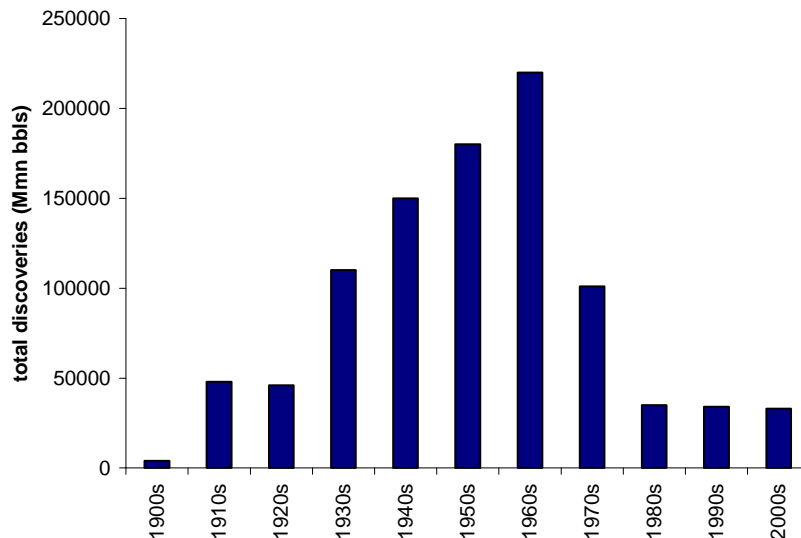
<sup>6</sup> Vgl. Matthew Simmons „Twilight in the desert“

# Spezial Report Öl

„We are running the risk of another oil crisis when demand outstrips supply around 2014 or 2015. There won't be enough oil and gas by the middle of the next decade“

Christoph de Margerie, CEO Total, September 2009

## Ölfunde seit 1900



Quelle: EIA, Oil and gas Journal, Erste Group Research, OPEC

### Zahlreiche Großfunde – Wirtschaftlichkeit der Förderung jedoch fraglich

Die brasilianische Petrobras meldete zuletzt zwei Großfunde. Die Felder namens Tupi und Guar sollen Brasilien zu einer der größten Fordernationen machen, man erwarte für Guar mindestens 2 Mrd. Barrel an Reserven, für Tupi mindestens 5 Mrd. Barrel. Auch Tiber – der jüngste Fund von BP im Golf von Mexiko - sorgte für Schlagzeilen. Er stellt den tiefsten Olfund aller Zeiten – in einer Tiefe von knapp 10 km – dar. Allerdings liegt das Feld zusätzlich unter einer mehreren Kilometern dicken Salz- und Gesteinsschicht, was die Förderung deutlich erschwert. Optimistischen Schätzungen zufolge könnte es knapp 5 Mrd. Fass bringen. Mittels horizontaler Bohrverfahren kann im Vergleich zu vertikalen Bohrungen 2,5-7x so viel Öl gefördert werden, die Kosten sind jedoch knapp 300 % höher<sup>7</sup>. Die Wirtschaftlichkeit der Förderung bleibt somit fraglich, die technischen Herausforderungen sind enorm. Auch die regelmäßigen Hurrikane stellen ein massives Problem für die Bohrseln dar, die Produktionskosten bei solch aufwändigen Offshore-Projekten liegen bei mindestens USD 60/Barrel.

## Größte Funde seit 2006

Jahr	Ort	Unternehmen	Mind. Reserven in Mio. Fässern
2006	Tupi, Brasilien	Petrobras	5.000e
2009	Tiber, USA	BP	1.000-5.000e
2008	Guara, Brasilien	Petrobras	2.000e
2005	V. Filanovsky, Russland	Lukoil	1.811e
2007	Nanpu, China	CNPC	1.635e
2009	Miran West, Irak	Heritage Oil	1.100e
2007	Caramba, Brasilien	Petrobras	934e
2008	Guara, Brasilien	Petrobras	881e
2007	Carioca, Brasilien	Petrobras	867e
2008	Tsentralanaya, Russland	Tsentrkasneft	632e

Quelle. FuW, WoodMackenzie, Erste Group Research

### Günstig abzubauen Ressourcen weitgehend erschöpft

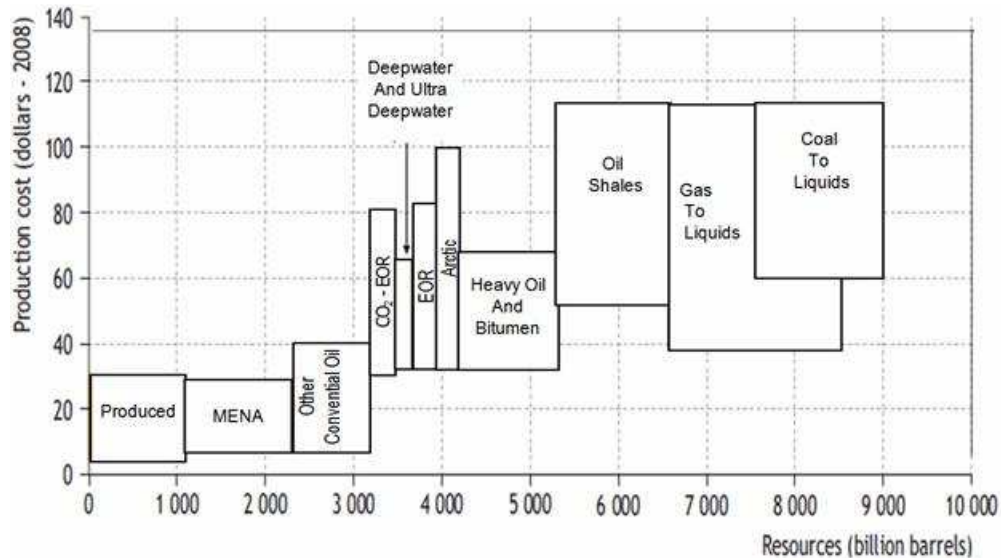
Anhand nachfolgender Grafik erkennt man die Struktur der Produktionskosten verschiedener fossiler Brennstoffe. Mehr als 1,1 Billionen Barrel wurden zu Kosten von weniger als USD 30 produziert, im Mittleren Osten und Nordafrika (MENA) liegen sie bei aktueller Förderung bei durchschnittlich USD 30/Barrel. Die einfach und günstig abzubauenen Vorkommen wurden

<sup>7</sup> Vgl. „Horizontal Drilling“, Helms 2008

# Spezial Report Öl

bereits größtenteils ausgebeutet. Sobald in etwa 50 % eines Ölfeldes abgebaut sind, fällt die Produktionskurve steil ab, die Kosten steigen exponentiell. Man benötigt in weiterer Folge tertiäre Methoden der Ölförderung – Enhanced Oil Recovery (EOR) – was die Produktionskosten jedoch ansteigen lässt. Dazu zählt die Injektion von Gas, Chemikalien, div. Ultraschalltechniken, Injektion mikrobiologisch aktiver Kulturen und auch die thermische Gewinnung.

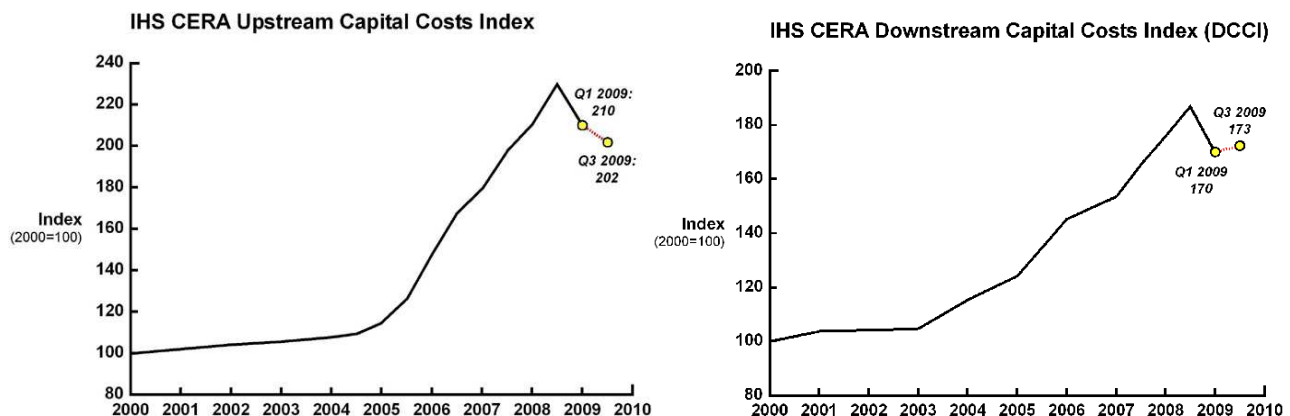
## Produktionskosten vs. Verfügbare Ressourcen



Quelle: Middle East Economic Survey, IEA

Die gestiegenen Kosten sowohl Upstream (Exploration und Produktion) als auch Downstream (also Raffinieren von Rohöl zu Petroprodukten, Distribution, Marketing etc.) lassen sich am besten anhand der IHS Cera Indizes ablesen. Beide Indizes enthalten Kosten für Geräte, Anlagen, Materialien und Personal (sowohl Facharbeiter als auch Hilfsarbeiter).

## IHS CERA Upstream und Downstream Indizes seit 2000 klar im Aufwärtstrend



Quelle: IHS Cambridge Energy Research Associates

## Raffineriemargen auf niedrigstem Stand seit 15 Jahren

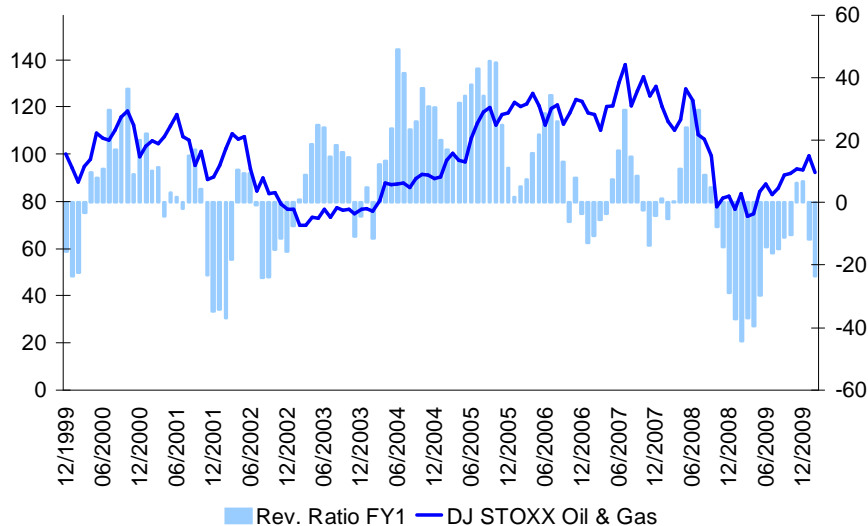
Die Misere der Industrie erkennt man auch anhand nachfolgender Grafik<sup>8</sup>. Trotz deutlich gestiegener Ölpreise hat sich beispielsweise der breite europäische Öl- und Gasindex negativ entwickelt. Die schwache Ertragslage der Raffinerien belastet die Ergebnisse der Multis immer stärker. So können die hohen Preise für Rohöl nicht mit höheren Preisen für raffinierte Produkte (Benzin, Kerosin etc.) ausgeglichen werden. Beispielsweise sanken die

<sup>8</sup> Siehe Ölreport 2009, „Drilling on Wall Street“, Seite 16-18

# Spezial Report Öl

Raffineriemargen im Q4 2009 auf dem niedrigsten Stand seit 15 Jahren. Auch der Benzinbedarf fällt weiterhin, er ist seit 2007 klar rückläufig. Aufgrund der rückläufigen Reserven dürfte die Übernahmetätigkeit auch in Zukunft rege bleiben. Die Branchenkonsolidierung ist ein klares Indiz dafür, dass die Suche nach „Elefanten-Feldern“ mittlerweile schon nahezu aufgegeben wurde. Die großen Ölkonzerne ersetzen ihre Reserven somit in erster Linie durch teure Akquisitionen, denn durch Exploration. Die enttäuschende Kursperformance von Ölk Aktien während der letzten 10 Jahre lässt sich anhand des folgenden Charts ablesen:

**Kursverlauf (indiziert) vs. Revision Ratio DJ Stoxx Oil&Gas**



Quelle: Erste Group Research, Datastream

## **Verteilungskampf um afrikanische Vorkommen**

Um die sukzessive schwindenden Reserven zu ersetzen, muss die Industrie immer größere Risiken akzeptieren. Im Zuge dessen dürfte sich um afrikanische Vorkommen ein Verteilungskampf entwickeln. Nachdem die afrikanischen Ölreserven kaum erschlossen sind, hat sich das internationale Interesse zuletzt klar verstärkt. Insbesondere Westafrika steht derzeit im Fokus der Ölmultis, die jüngsten Funde vor der Küste zwischen Ghana und Sierra Leone dürften hier die Initialzündung bedeuten. Neben der personellen Engpässe und der mangelnden Infrastruktur, ist das politische Risiko enorm. Dies beweisen beispielsweise die zahlreichen Rebellen-Attacken in Nigeria.

## **Kann der Irak den Ölmarkt fluten?**

### **Irakisches Ölministerium möchte Produktion von 2,5 auf 12 Mio. Barrels/Tag steigern**

Es besteht eine – wenn auch kleine – Chance, dass die irakische Ölproduktion innerhalb der nächsten Jahre massiv steigen wird. Der 2. Anlauf bei der Lizenzvergabe an internationale Ölfirmen war ein voller Erfolg, bislang wurden Lizenzen für 10 große Felder vergeben. Die Deals beinhalten Felder mit Gesamtreserven von mehr als 60 Mrd. Barrels. Das irakische Ölministerium unter der neuen Führung von Ölminister Hussain al-Shahristani hat nun angekündigt, die Produktion von 2,5 Mio. auf mehr als 12 Mio. Barrels/Tag auszuweiten. Damit wäre der Irak der größte Ölproduzent.

### **2. Auktionsrunde löst Aufbruchsstimmung aus**

Die 1. Runde der Versteigerung verlief enttäuschend. Nur ein einziger Abschluss wurde getätigt, die Ölkonzerne kritisierten illusorische Forderungen seitens der irakischen Regierung sowie die kritische Sicherheitssituation. Nachdem 95 % der irakischen Staatseinnahmen aus dem Ölbusiness kommen, wurden die Konditionen der Vergabe geändert. Die 2. Runde der Öl-Auktion 2009 übertraf schließlich sämtliche Erwartungen und hat eine Art Aufbruchsstimmung im irakischen Ölsektor ausgelöst. Nachfolgend die 6 größten Deals:

# Spezial Report Öl

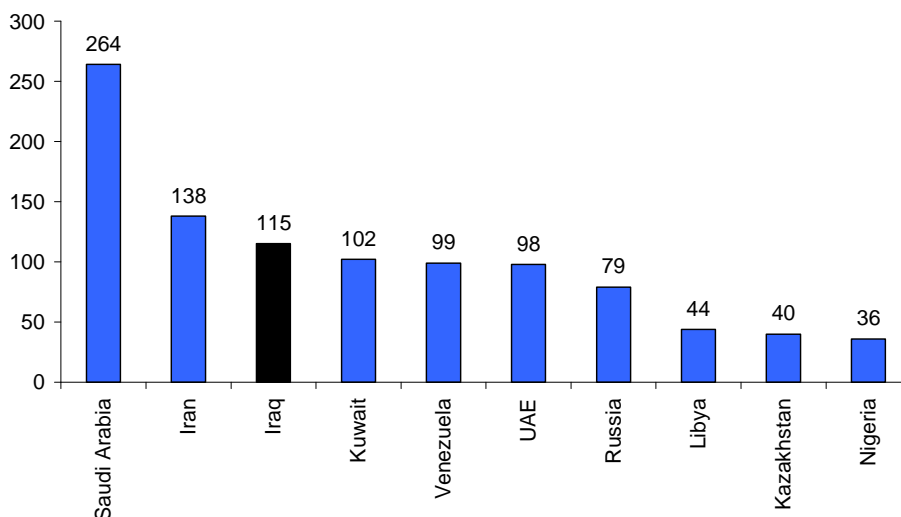
## 6 wichtigste Vertragabschlüsse im Irak

Feld	Konsortium	Reserven (Mrd. Barrels)	Produktionsziel (Mio. Barrels/Tag)
Rumaila	BP, PetroChina	17	2,85
Majnoon	Petronas, Royal Dutch Shell	12,6	1,8
West Qurna-2	Lukoil, Statoil	12,9	1,8
West Qurna-1	ExxonMobil, Royal Dutch Shell	8,7	2,33
Zubair	Eni, Occidental, Kogas	4	1,2
Halfaya	Petronas, Total, PetroChina	4,1	0,54

Quelle: irakisches Ölministerium, OPEC, Erste Group Research

Mit aktuell 115 Mrd. Barrels geprüften Reserven verfügt der Irak über die drittgrößten Ölvorkommen weltweit. Das Ölministerium rechnet aktuell sogar mit möglichen Reserven im Ausmaß von 200 Mrd. Barrels.

## Geprüfte Reserven in Mrd. Barrels



Quelle: BP, Datastream, IEA

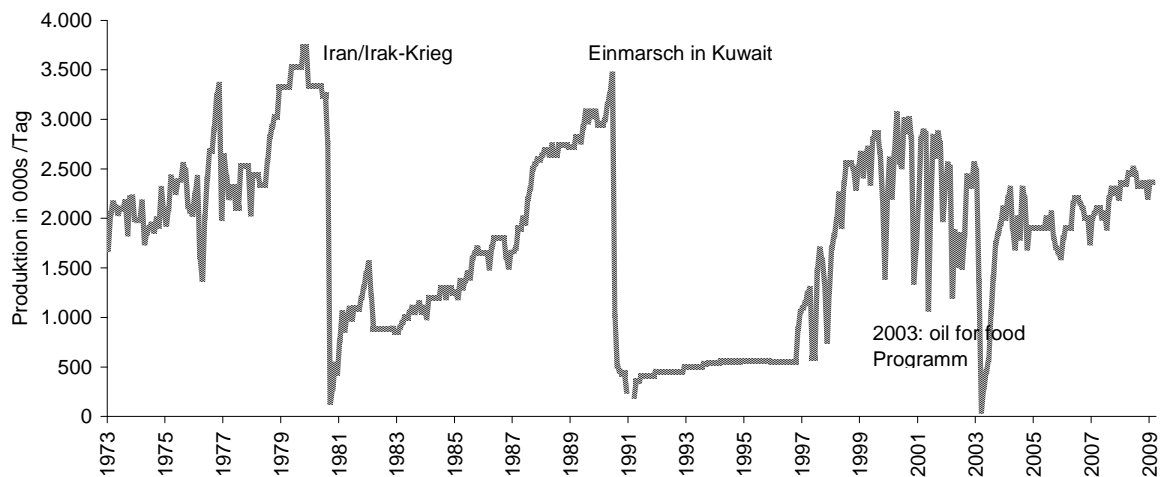
### **Erreichen der ambitionierten Produktionsziele erscheint illusorisch**

Doch wie realistisch sind diese ambitionierten Ziele überhaupt? Eine annähernd vergleichbare Produktionsausweitung hat bisher nur Russland in den 90er Jahren geschafft. Innerhalb weniger Jahre konnte die Produktion von 6 auf knapp 10 mb/d gesteigert werden. Die Voraussetzungen waren nach dem Zerfall der Sowjetunion jedoch anders. Zudem scheint es im Irak an der nötigen Infrastruktur aber auch den personellen Ressourcen zu mangeln. Die IEA hat im Report von Dezember 2009 die Produktionsprognosen für den Irak deutlich nach oben revidiert. Dennoch erwartet man lediglich 3 Mio. Barrels in 2014, die Ziele des irakischen Ölministeriums bezeichnete man als extrem ehrgeizig und praktisch unmöglich (in der genannten Zeit) zu erreichen.

Nachfolgend erkennt man die sehr volatile Entwicklung der irakischen Produktion. Aktuell liegt die Produktion bei knapp 2,5 Mio. Barrels/Tag und damit auf ähnlichem Niveau wie vor dem Ausbruch des Iran-Irak Krieges.

# Spezial Report Öl

## Irakische Ölproduktion seit 1973



Quelle: BP, Datastream, IEA

Die weitgehend autonome Kurdenregion im Norden dürfte definitiv das attraktivste Chance/Risikoprofil bieten. Die Regierung rechnet mit einem Produktionsanstieg auf knapp 1 Mio. Barrels bis 2014. Diese Prognose erscheint unserer Meinung nach realistisch und eher konservativ.

## Fazit Irak:

### **Irakische Förderziele könnten Zerreißprobe für OPEC werden**

Sollten im Irak wirklich 10 Mio. Barrels/Tag an zusätzlicher Produktion hochgefahren werden, so hätte dies massive Auswirkungen auf den Markt. Zwar ist der Irak seit Anfang der 90er Jahre von den OPEC-Quoten ausgenommen, sollten die ambitionierten Förderziele aber wirklich verfolgt werden, so könnte die alte Quote von 3,1 Mio. Barrels wiedereingeführt werden. Höhere Quoten würden zu Lasten von Nationen wie Venezuela oder Iran gehen, die mit rückläufiger Produktion zu kämpfen haben. Dies würde massive Unstimmigkeiten innerhalb der OPEC hervorrufen und könnte eine echte Zerreißprobe für das Kartell darstellen.

### **Unattraktive Vertragsbedingungen schaffen kaum Anreize für westliche Ölfirmen**

Der Irak hat enorme Ölvorkommen, dennoch bleibt – mit Ausnahme von Kurdistan – die Royalty-Vereinbarungen ungünstig für westliche Ölgesellschaften, sodass kaum Anreiz für zusätzliche Exploration besteht. So werden lediglich über 20 Jahre laufende Serviceverträge abgeschlossen. Das bedeutet, dass die Ölkonzerne keine Besitzrechte haben, sondern lediglich Vergütungen für Fördermengen (die ein gewisses Minimum überschreiten) erhalten. Lukrativere Beteiligungsverträge wurden seitens Bagdad dezidiert ausgeschlossen.

### **5-6 Mio. Produktion bis 2014 realistisch**

Wir gehen davon aus, dass der Irak bis 2014 zwischen 5 und 6 mb/d Barrels produzieren könnte. Dies wäre deutlich mehr als das Produktionsmaximum Anfang der 80er von 3,5 Mio. Barrels. In diesem Best case-Szenario müsste sich jedoch die politische Situation weiter stabilisieren, die Korruption verringern und nachhaltiger Frieden ins Land ziehen. Aufgrund der Historie des Landes, bleibt dies ein großes Fragezeichen. Die Parlamentswahlen im März und der Truppenabzug der USA im August sollten hier eine erste Nagelprobe darstellen.

# Spezial Report Öl

## **Fazit Angebot**

Es ist aktuell genügend Öl vorhanden, die Struktur des Angebots spricht langfristig jedoch für deutlich höhere Notierungen. In den 1960er Jahren stammten noch 50-60% aus neuen Feldern, in den 1990ern waren es nur noch 20-25%, heute sind es knapp 12-15% der Gesamtproduktion. In Zukunft wird die Rate auf 7-10% fallen<sup>9</sup>. Ein Großteil der zukünftigen Ölproduktion wird somit nicht aus neuen Feldern stammen, sondern aus bereits produzierenden. Derzeit liegt die Verwertungsrate im Schnitt bei 15-18%, sollte dies mittels Enhanced Oil Recovery (EOR) bzw. Improved Oil Recovery (IOR) auf 35% gesteigert werden können, so stünde eine zusätzliche Billion Barrel Öl zur Verfügung.

*"We usually find oil in new places with old ideas. Sometimes, also, we find oil in an old place with a new idea, but we seldom find oil in an old place with an old idea. Several times in the past we thought we were running out of oil whereas we were only running out of ideas."*  
Parke Dickey, amerikanischer Geologe, 1910-1995)

Nachdem ca. 5 % der Produktion auf EOR basieren, dürfte hier enormes Potenzial für weitere Effizienzsteigerungen liegen. Die Förderung alternder Vorkommen könnte gesteigert bzw. stabilisiert werden, den einzigen Nachteil stellen die hohen Kosten dar. Jedenfalls dürften die geringen Investitionen in Exploration langfristig zu massiven Problemen führen. Aktuell belaufen sich die Investitionen nicht einmal auf 20 % des empfohlenen Volumens, um die Produktion von aktuell 86 Mio. Barrels auf 125 Mio. Barrels bis 2030 anzukurbeln. Wir gehen somit davon aus, dass in Zukunft sekundäre und tertiäre Fördertechniken sowie unkonventionelles Öl und Gas zunehmend an Bedeutung gewinnen werden. Die neu gefunden Felder können somit langfristig einen Lieferengpass nicht verhindern, sondern lediglich verzögern.

---

<sup>9</sup> SPE International, "Oil, Gas and Energy: Myths and Realities"



## 3. Shale Gas als „game changer“ für den Energiesektor?

„Shale Gas is the most important energy development since the discovery of oil“<sup>10</sup>

### **Unkonventionelles Gas mit höchsten Wachstumsraten bis 2030**

Bis 2030 rechnet die IEA bei der Produktion aus unkonventionellen Gasvorkommen mit einem Zuwachs von 71%. Dies würde das Segment zur am schnellsten wachsenden Energiequelle der nächsten Dekaden machen. Geologen gehen davon aus, dass unkonventionelles Gas die konventionellen Vorkommen um den Faktor 10 übersteigt. Dieses gewaltige Potenzial könnte a la longue den gesamten Energiesektor revolutionieren. Aufgrund dessen wollen wir diesem Thema nachfolgend einen kurzen Über- und Ausblick widmen.

Als unkonventionelle Gasvorkommen bezeichnet man:

- Schiefergas (Shale Gas)
- Coalbed Methane (CBM) – Methangas aus ungenutzten Kohleflözen
- Coal Mine Methane – Methangas aus stillgelegten Kohleminen
- Gas-Sand (gas sands)

## Shale Gas als stille Revolution

### **Shale Gas hat US-Energiesektor nachhaltig verändert**

Besonders Shale Gas, also Erdgas das in schwer durchlässigem Schiefergestein eingelagert ist, dürfte erhebliches Potenzial bieten, nachdem die neuen Fördertechniken ihre Marktreife unter Beweis gestellt haben. Dass Shale-Gas ein „game changer“ ist, erkennt man am Beispiel der USA. Vor einigen Jahren plante man noch die Errichtung zahlreicher riesiger und kostspieliger Terminals für den Import von LNG, heute sieht es so aus als würden die USA bald Nettoexporteur von Erdgas werden<sup>11</sup>. Ausschlaggebend dafür war die rapide Entwicklung alternativer Gasquellen.

### **Neue Techniken: Hydraulic fracturing, 3D-Seismik und horizontale Bohrverfahren**

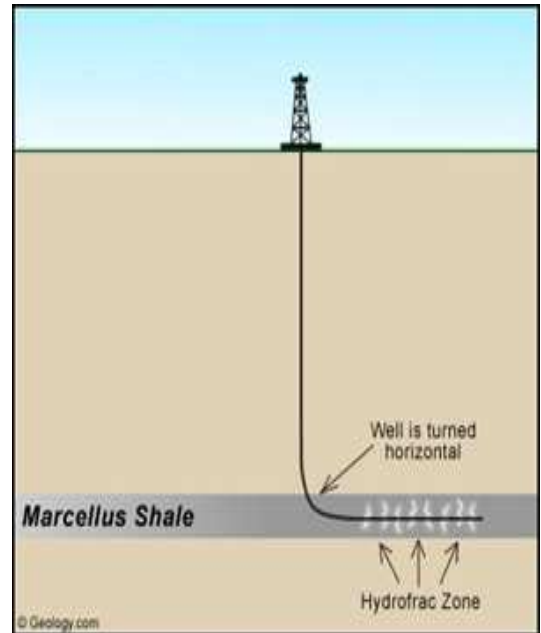
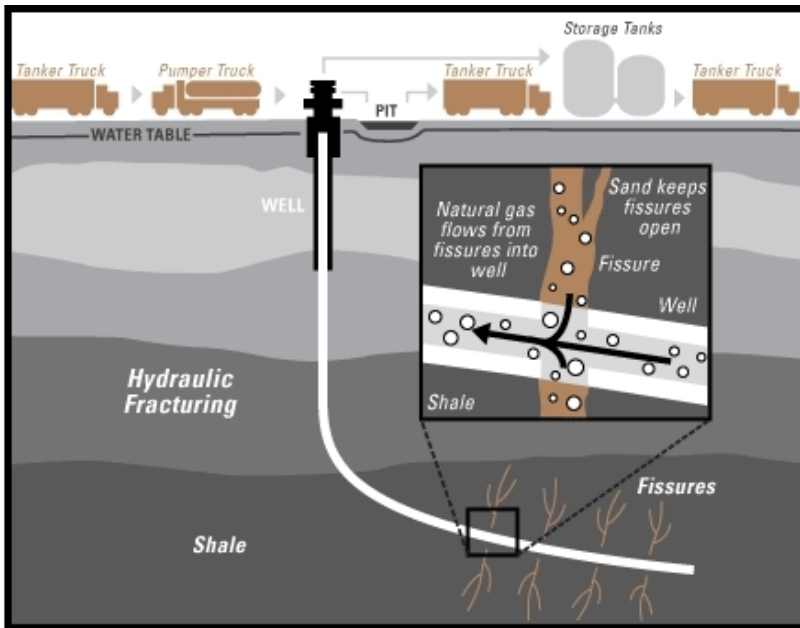
Ermöglicht wurde die ökonomische Ausbeutung von Shale-Gas erst durch den Einsatz von horizontalen Bohrungen. Dabei wird zunächst hunderte Meter senkrecht gebohrt. Wenn die Zielzone erreicht ist, arbeitet sich der Bohrer horizontal voran. Sobald sich der Gasdruck verringert, wird mit Hilfe des „hydraulic fracturing“-Verfahrens das Gestein aufgebrochen. Konkret wird eine Mischung aus Wasser und Sand sowie Gel und Chemikalien bei sehr hohem Druck in das Bohrloch gepresst. Dabei werden feine Risse im Gestein erzeugt, durch die das Schiefergas zum Bohrloch fließen kann. Auch der Einsatz von seismischen 3D-Analysen hat enorm zur Treffsicherheit und Effizienzsteigerung der Bohrungen beigetragen. Früher waren knapp 30 % aller Bohrungen erfolgreich, seit Einsatz von 3D-Seismik sind es knapp zwei Drittel.

<sup>10</sup> Fred Julander, CEO Julander Energy

<sup>11</sup> Vgl. John Curtis in „Russia's „fracked“ future“

# Spezial Report Öl

## Ablauf hydraulic fracturing & horizontal drilling



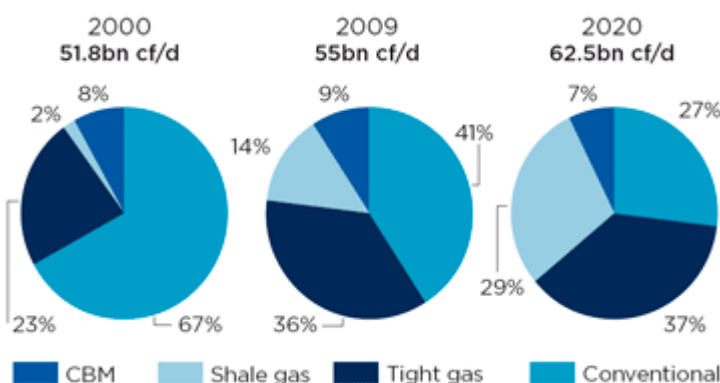
Quelle: taipanpublishinggroup.com

Quelle: Geology.com

### USA als Vorreiter bei der Entwicklung unkonventioneller Gasvorkommen

Der Paradigmenwechsel begann bereits vor knapp 10 Jahren in den USA (damals noch zweitgrößter Gasproduzent nach Russland), als erstmals CBM-Vorkommen in Colorado und New Mexiko sowie das Shale Gas-Feld Barnett in Texas entdeckt wurden. Moderne Fördertechniken und zunehmendes Know-how machten Barnett innerhalb weniger Jahre zum größten Erdgas-Feld der USA. In den USA ist Shale Gas mittlerweile Standard. Aktuell kommen 10 % des Gesamtverbrauchs aus den mehr als 40.000 Bohrlöchern. In 10 Jahren soll dieses Schiefergas bis zu 50% des nordamerikanischen Bedarfs abdecken<sup>12</sup>. Wood Mackenzie zeigt sich ein wenig pessimistischer, man rechnet für 2020 mit 29% Marktanteil von Shale Gas und 7% CBM.

### Gasproduktion 2000-2020e



Quelle: Wood Mackenzie

### Gazprom reagiert auf Shale-Gas Boom in den USA

Auch die kürzlich gefällte Entscheidung von Gazprom, die Entwicklung des riesigen Gasfeldes „Shtokman“ in der Arktis bis 2016 zu verschieben, dürfte auf den Shale-Boom in den USA zurückzuführen sein. Gazprom wollte Shtokman (gemeinsam mit Total und Statoil) in erster Linie für die Belieferung der USA mit LNG entwickeln, die USA sind mittlerweile jedoch aufgrund der Shale-Gas-Revolution weitgehend autark. In der Berentsee werden zwar knapp

<sup>12</sup> Shaun Polczer, "Shale expected to supply half of North America's gas", Calgary Herald, April 2009

# Spezial Report Öl

20% der konventionellen Gasreserven vermutet, die Förderkosten liegen jedoch aufgrund der technischen und logistischen Herausforderungen deutlich über den Kosten für Schiefergas. 2009 produzierte Russland um 12,4% weniger Erdgas als 2008 und musste erstmals seit 2002 den Titel der größten Erdgas-Fördernation an die USA abgeben.

## Wettrennen um Shale Gas Lizenzen in Europa

### **Aufbruchs- stimmung in der Energie-Industrie**

In Europa steckt die Entwicklung dieser unkonventionellen Erdgasressourcen noch in den Kinderschuhen. Abgesehen von amerikanischen Unternehmen, haben nur wenige global tätige Multis die nötige Expertise. Dies scheint sich jedoch langsam zu ändern. Die Shale Gas-Phantasie schwappt gerade nach Europa und dürfte einen Paradigmenwechsel im Energiesektor auslösen. Der Technologietransfer der europäischen Ölmultis (Royal Dutch Shell & Haynesville Shale, Eni & Barnett Shale) dürfte die Entwicklung in Europa massiv vorantreiben. Exxon Mobil bohrt aktuell in Niedersachsen, die OMV plant Testbohrungen im Wiener Becken, Royal Dutch gab bekannt, in Schweden nach Schiefergas zu explorieren.

### **Produktion aus Shale Gas hätte weitreichende Auswirkungen auf die Energiepolitik der EU**

Die Förderung von Shale Gas in Europa, hätte zahlreiche langfristige positive Implikationen. Verglichen mit den Preisen für nordamerikanische Endverbraucher, liegen die Preise in Europa oft doppelt so hoch. Russland droht regelmäßig mit Lieferstopps. Die politische Abhängigkeit für Länder wie Österreich, die Tschechische Republik, Polen oder die Ukraine ist dadurch riesig. Sollten die polnischen Vorkommen nur annähernd so groß wie erwartet sein, so könnte sich das Land rasch zu einem Nettoexporteur von Erdgas entwickeln, was für die gesamte EU von herausragender Bedeutung wäre.

### **Shale Gas könnte europäische Gasversorgung sichern und Abhängigkeit von Russland verringern**

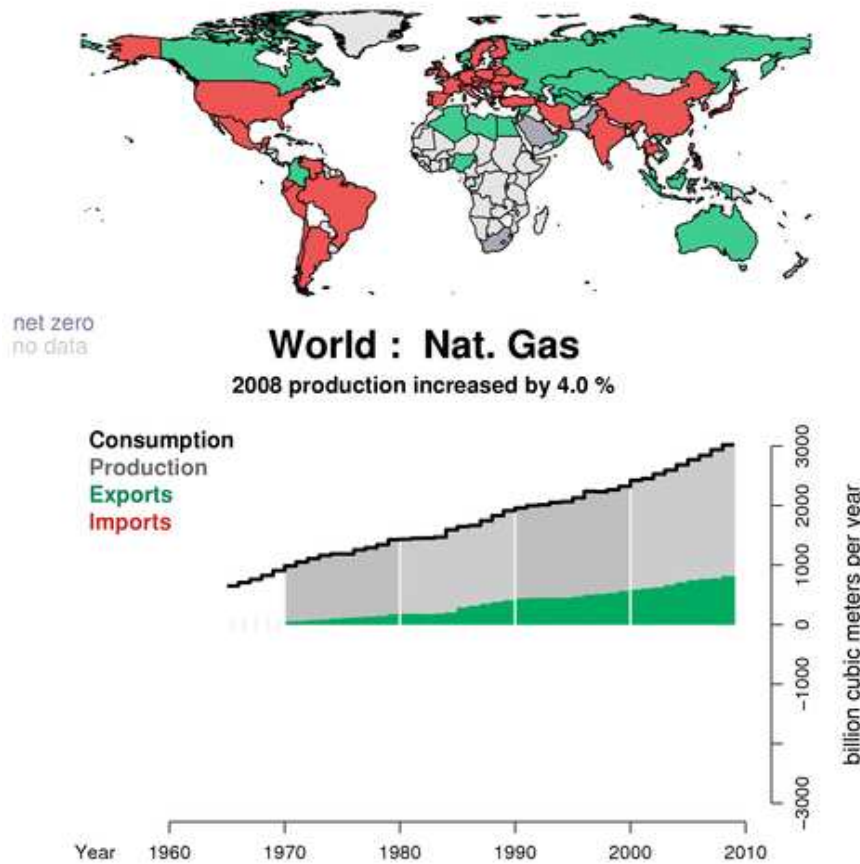
Wie wichtig Shale Gas für ganz Europa wäre, lässt sich anhand nachfolgender Grafik erkennen. Mit Ausnahme von Norwegen sind alle europäischen Länder Netto-Importeure von Erdgas. Finnland (100%), die Slowakei (100%), Bulgarien (92%), Litauen (90%), Tschechien (83%), Österreich (knapp 77%) und Polen (70%) beziehen in erster Line russisches Gas<sup>13</sup>. Auch Deutschland importiert knapp 40 % seines Erdgases aus Russland, wobei Erdgas für 22,5% des deutschen Gesamtenergieverbrauchs verantwortlich ist. Die Versorgungssicherheit könnte somit mittels Nabucco (Gas aus Iran und Zentralasien) sowie der Entwicklung von unkonventionellen Gasressourcen entscheidend verbessert werden.

---

<sup>13</sup> The Economist, Greg Pytel, Sobieski Institute

# Spezial Report Öl

## Erdgas: Export- und Importnationen weltweit



Quelle: mazamascience.com, BP Statistical Review 2009

### **Polen und Ukraine als „neues Texas“?**

Insbesondere die Gasressourcen Polens dürften immenses Potenzial bergen. Laut vorsichtigen Schätzungen werden 500-700 Mrd. Kubikmeter erwartet. Wood Mackenzie rechnet sogar mit möglichen Reserven in Höhe von 1,4 Billionen Kubikmetern. Derzeit haben sich bereits 30 Unternehmen Lizenzen in Polen gesichert, ua. Chevron, Lane Energy, BNK, Exxon und ConocoPhillips. Geologen sehen frappante Ähnlichkeit des Lubliner Beckens mit dem Barnett Shale in Texas, wobei die Dicke der Silur-Schichten<sup>14</sup> von mehr als 200 Metern wohl deutlich mehr Potenzial bietet als vergleichbare Vorkommen in den USA. Nachdem geologische Formationen keine Landesgrenzen kennen, dürfte der ukrainische Teil des Lubliner Beckens ähnlich großes Potenzial aufweisen. Dies erscheint plausibel und logisch, nachdem ExxonMobil, ConocoPhillips, Marathon Oil und die nationale polnische Ölgesellschaft PGNiG den Kauf von Lizenzen in Ostpolen, unmittelbar entlang der polnisch/ukrainischen Grenze, meldeten. Aufgrund der derzeitigen Abhängigkeit von russischen Gasimporten, wäre die Entwicklung dieser Gasreserven für Polen und die Ukraine von immanenter Bedeutung für die künftige Versorgungssicherheit.

Ob die geologischen Voraussetzungen in Europa ähnlich gut wie in Nordamerika sind, bleibt vorerst offen. Vor diesem Hintergrund wurde auch das europaweite Verbundforschungsprojekt GASH (Gas Shales in Europe) unter Koordination des Geoforschungszentrums Potsdam gegründet, das Aufklärungsarbeit leistet, und neue Technologien zur effizienten Ausbeutung von Schiefergas erforscht.

### **Branchenexper ten bestätigen Potenzial**

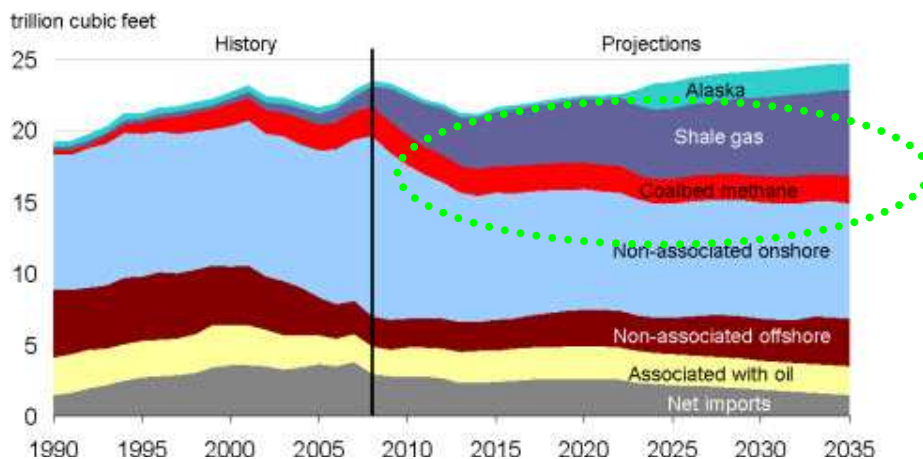
Daniel Yergin, Vorsitzender von IHS CERA, meinte die wichtigste Innovation der Energiebranche in der letzten Dekade, sei weder Solar- noch Windenergie, sondern unkonventionelles Gas. Auch Peter Voser, CEO von Royal Dutch Shell, nannte Shale Gas als große Zukunftshoffnung der nächsten Dekaden, zumal Gas bei der Verbrennung nur halb so

<sup>14</sup> Zeitabschnitt der Erdgeschichte vor ca. 443,7-416 Mio. Jahren

# Spezial Report Öl

viele schädliche Emissionen wie Öl verursacht. Auch Thierry Desmares, Vorstandsvorsitzender von Total, bezweifelte zuletzt öffentlich, dass die Industrie jemals mehr als 95 Mio. Barrels/Tag (+13 % im Vergleich zur aktuellen Produktion) fördern werde. Man solle deswegen den Fokus in erster Linie auf Erdgas setzen, da dies die einzige ökonomisch und ökologisch verträgliche Alternative zu Öl sei. JPMorgan erwartet dass Shale Gas das Potenzial hat, bis zum Jahre 2015 20 Millionen Tonnen und bis 2020 60 Millionen Tonnen LNG zu ersetzen. Allein in Westeuropa erwartet JP 510 Billionen Kubikfuß an Shale Gas-Reserven. Dies entspricht in etwa dem Verbrauch von Deutschland für 175 Jahre<sup>15</sup>. Auch Tony Hayward, CEO von BP, bezeichnete Shale Gas als "game changer", nachdem es die Energiepolitik der USA für die nächsten 100 Jahre revolutionieren könnte<sup>16</sup>. Die zunehmende Bedeutung von Shale Gas erkennt man auch anhand folgender Grafik der EIA.

## EIA – Energymix 2035



Quelle: EIA, Annual Energy Outlook 2010

## Übernahmewelle zu erwarten

Nachdem viele Ölmultis die Entwicklung verschlafen haben, dürfte sich die Akquisitionstätigkeit deutlich ausweiten. Die Übernahme von XTO Energy durch ExxonMobil im Volumen von mehr als USD 40 Mrd. dürfte hier der Startschuss gewesen sein. Es war die größte Übernahme des Sektors seit 10 Jahren und dürfte die erwartete zukünftige Perspektive und Bedeutung von Shale Gas belegen. XTO ist seit Jahren in der Entwicklung von alternativen Gasressourcen seit Jahren aktiv und hat neben unzähligen Lizenzen auch eine exzellente Expertise in der Förderung von unkonventionellen Gasvorkommen aufgebaut. Schlumberger hat Ende Februar die Übernahme des Konkurrenten Smith Industries für USD 11 Mrd. gemeldet. Ebenso wie BJ Services (die 2009 von Baker Hughes für USD 5,5 Mrd. übernommen wurde) ist Smith Spezialist für Fracturing und Shale Gas Bohrtechniken im Allgemeinen. Total hat zudem mit Chesapeake Energy - einem weiteren Branchenführer im Bereich Shale Gas - ein Joint Venture abgeschlossen. Auch die japanische Mitsui meldete zuletzt, in einem Joint Venture mit Anadarko Petroleum USD 3 Mrd. in die Entwicklung des Marcellus Shales in Pennsylvania zu investieren.

## Fazit Shale Gas

### Shale Gas wird in Zukunft massiv an Bedeutung gewinnen

Man sollte den Ölmarkt nicht isoliert vom Gasmarkt betrachten. Zwar wird Erdgas die rückläufige Ölförderung nicht substituieren können, jedoch sollte Schiefergas – insb. für die USA und Europa, Stichwort Ressourcennationalismus – immer mehr an Bedeutung gewinnen. Die USA werden aufgrund von Shale Gas praktisch über Nacht energieautark. Gemäß einer Studie der Rice University<sup>17</sup> könnte Schiefergas auch die Abhängigkeit Europas von Russland und den Golfstaaten deutlich verringern.

<sup>15</sup> <http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=newsarchive&sid=aAK.6l3WmQyg>

<sup>16</sup> <http://www.reuters.com/article/idUSLDE60R1MV20100128>

<sup>17</sup> "US-Canadian shale could neutralize Russian energy threat to Europeans", Mai 2009

# Spezial Report Öl

## **Erdgas ist der sauberste fossile Brennstoff**

Auch im Hinblick auf Umweltverschmutzung sollte alternatives Erdgas zukünftig eine größere Rolle spielen, nachdem es deutlich sauberer verbrennt als Kohle und Erdöl. Dies dürfte auch in Hinblick auf CO<sub>2</sub>-Obergrenzen zusätzliche Unterstützung für Shale Gas bedeuten. Einzig der hohe Wasserverbrauch und die neu zu errichtenden Pipelines sind häufig geäußerte Kritikpunkte, im Vergleich zu konventionellen Energiequellen sind die ökologischen Schäden jedoch gering. Besonders im Vergleich zu unkonventionellem Öl (zB. Ölsand) ist Shale Gas ökologisch sauber und zudem energieeffizient. Im Zuge der verbesserten Fördertechniken und zahlreicher neuer Technologien konnten auch die Produktionskosten in den USA sukzessive gesenkt werden, sodass die Förderung auch bei niedrigeren Gaspreisen weiter Sinn machen würde.

Wir zeigen uns somit zuversichtlich, dass der Abbau von Schiefergasvorkommen in Europa massiv an Bedeutung gewinnen wird. Insbesondere in Polen und in der Ukraine erwarten wir rege Explorations- und Akquisitionstätigkeiten. Insofern betrachten wir unkonventionelles Gas – und hier insb. Shale Gas – als die interessanteste Investmentopportunität im Energiebereich.

*„The Stone Age did not end for lack of stone, and the Oil Age will end long before the world runs out of oil.“*

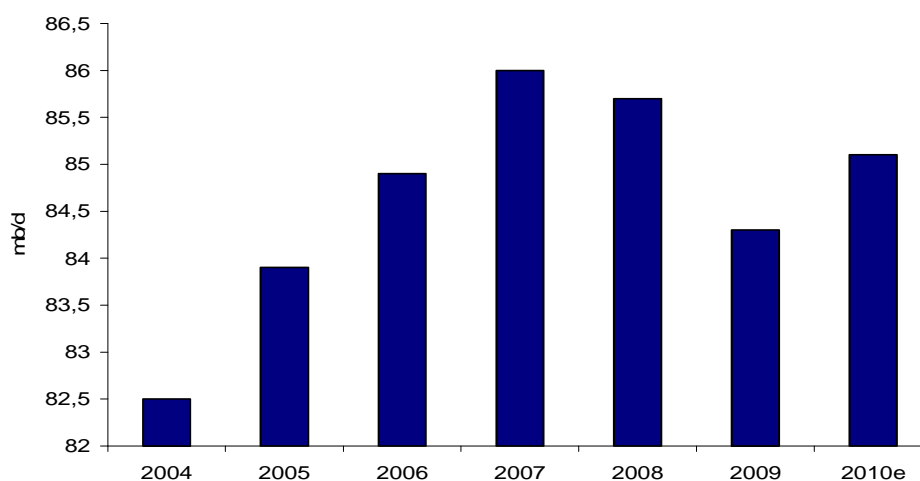
Scheich Zaki Yamani

## 4. Nachfrage

### **Stärkster Nachfragerückgang seit 80er Jahren**

Erstmals seit 1983 fiel die weltweite Ölnachfrage in zwei aufeinander folgenden Jahren (2008 - 0,3% auf 85,7 mb/d, 2009 -1,6% auf 84,3 mb/d). Die Nachfrage sollte 2010 wieder leicht ansteigen, der Konsens rechnet im Schnitt mit 1,4 % bzw. 1,2 mb/d zusätzlicher Nachfrage. Wir gehen davon aus, dass auch die Nachfrage der OECD-Nationen erstmals seit 2005 wieder zulegen wird. Grundsätzlich hat sich der Verbrauch somit stabilisiert, der Aufschwung wird jedoch in erster Linie von Nationen ausserhalb der OECD getragen, hier insbesondere China. Der Konsens rechnet aktuell mit einem Nachfrageplus von 0,4 mb/d in China. Für die Industrienationen scheint hingegen das „Peak-Demand“ Szenario immer realistischer. Die US-Nachfrage schwächelt mittlerweile chronisch. Sie lag zuletzt bei 18,8 mb/d, dies entspricht einem deutlich niedrigeren Stand als im Vorjahr bei 19,1 mb/d, zu einer Zeit in der die Krise einen Höhepunkt sah.

### **Ölnachfrage 2004-2010e**



Quelle: Datastream

### **Hohe Lagerbestände mahnen zur Vorsicht**

Die Entwicklung der Lagerbestände mahnt zur Vorsicht. Nachdem die Nachfrage schneller zurückging, als die OPEC das Angebot kürzen konnte, stiegen die Lagerbestände auf ein Rekordhoch. Während normalerweise eine inverse Beziehung besteht (Lagerbestände steigen, Preise sinken und umgekehrt), stiegen sie im Vorjahr deutlich an. Im Schnitt lagen die Lagerbestände im Vorjahr bei 24% des Gesamtverbrauchs. Sollte sich der konjunkturelle Aufschwung weiter fortsetzen, so könnten die hohen Lagerbestände im Laufe von 2010 sukzessive abgebaut werden. Insofern könnte eine schnelle Entwicklung – bis hin zur beinahe Backwardation – stattfinden, nachdem die Anlegerschaft in kurzlaufenden Kontrakten massiv untergewichtet ist.

### **Öl bleibt eindeutig wichtigster Energieträger**

Die IEA rechnet bis 2050 mit einer Verdopplung des weltweiten Energiebedarfes. Bis 2030 soll die Ölnachfrage von aktuell 85 Mio. Barrel auf 105 Mio. Barrel steigen. Auch wenn alternative Energien sukzessive wichtiger werden, so werden Öl und Gas weiterhin den Großteil (60% in 2008 vs. 58% in 2030) des Energiebedarfs abdecken. Jedoch scheint eine Prognose auf 20 Jahre kaum sinnvoll, insb. wenn sie eine reine Extrapolation der Vergangenheit darstellt.

### **US-Abhängigkeit von Ölimporten ist enorm**

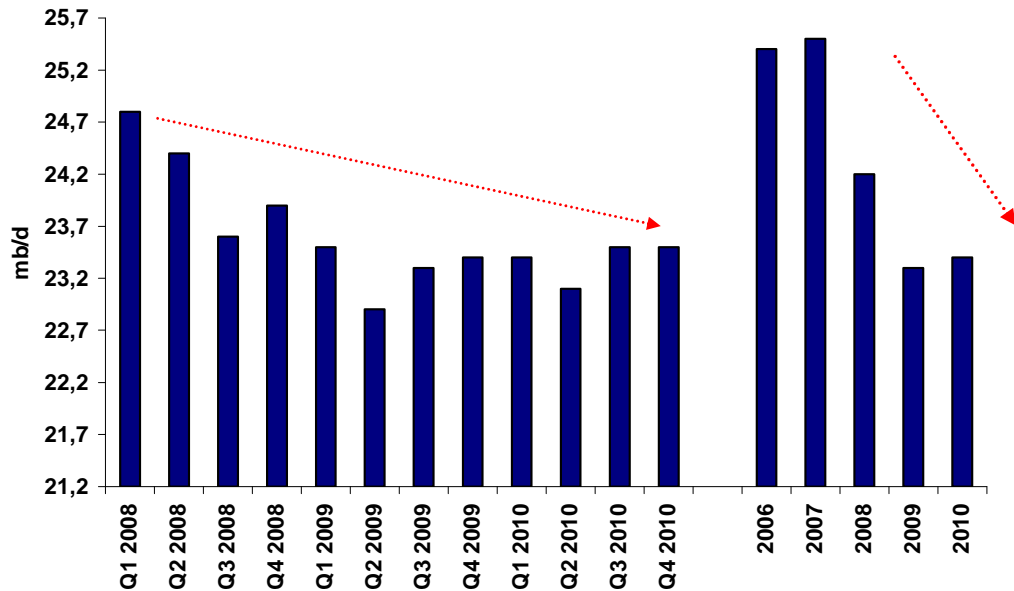
Der tägliche Bedarf der USA beträgt knapp 19 Mio. Fass, mit jedem Tag muss mehr importiert werden. Dabei war Öl ein zentraler Faktor des wirtschaftlichen Aufstieges vom Agrarstaat zur industriellen Supermacht. Die amerikanischen Ölkonzerne waren über Dekaden hinweg die mächtigsten Unternehmen weltweit. Allein 2008 wurden USD 440 Mrd<sup>18</sup> für Ölimporte ausgegeben, dies entspricht knapp 3/5 des Leistungsbilanzdefizites. Während die eigene Produktion bereits in den 70er Jahren den Peak überschritten hat, so hat auch der

<sup>18</sup> „Der schmierige Abschied vom Öl“, Financial Times Deutschland, 27.08.2009

# Spezial Report Öl

Hauptlieferant Mexiko mit dramatisch schwindender Produktion zu kämpfen. Dies hat weitreichende geopolitische Implikationen. Dass ein langfristiger Paradigmenwechsel stattfindet, erkennt man auch daran, dass Saudi Aramco mittlerweile mehr als 1 Mio. Barrels/Tag nach China exportiert, damit sind nicht mehr die USA größter Abnehmer saudischen Öls.

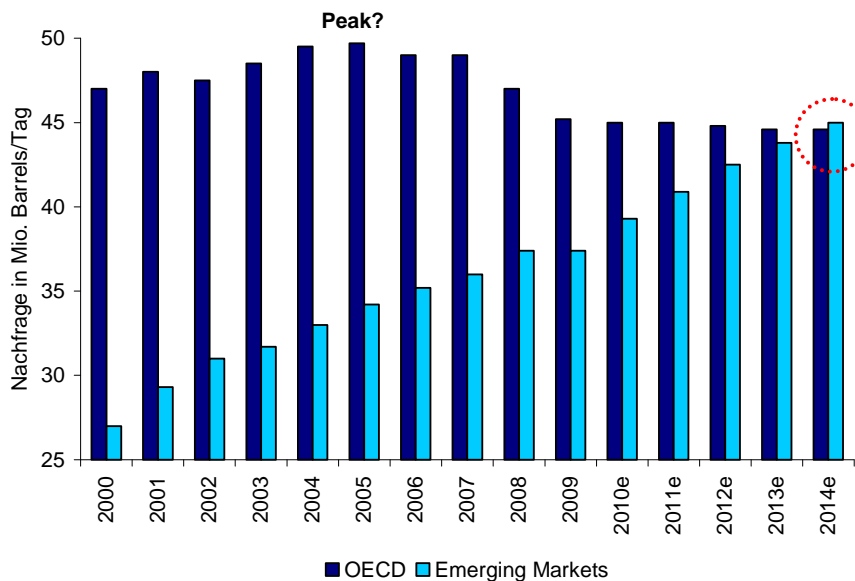
## Nachfrage OECD Nordamerika



Quelle: IEA, Oilmarketreport.org, Erste Group Research

Die Rezession dämpfte die Ölnachfrage dramatisch, doch muß man regional stark differenzieren. In Asien und Lateinamerika verringerten sich in erster Linie die Wachstumsraten. Sollte die Entwicklung sich ähnlich fortsetzen, so würde der Ölverbrauch der Emerging Markets die Industrienationen 2014 erstmals überholen.

## Ölnachfrage OECD vs. Schwellenländer 2000-2014e



Quelle: IEA, OPEC, OECD, Erste Group Research

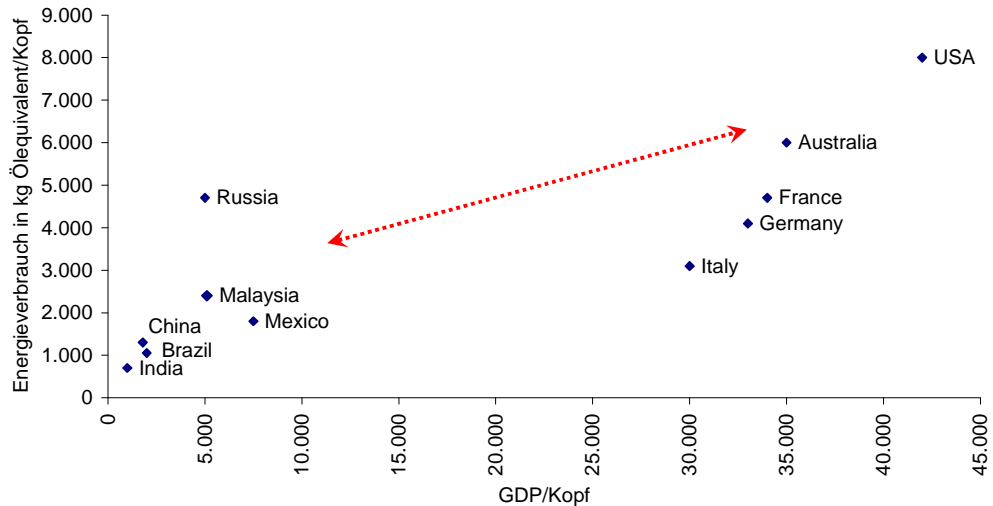
Anhand nachfolgender Grafik erkennt man die Diskrepanz zwischen dem Ölverbrauch westlicher Industrienationen und der Schwellenländer. Nordamerika repräsentiert 4,5 % der



# Spezial Report Öl

Weltbevölkerung, verbraucht jedoch 28% der weltweiten Energieproduktion. Weniger als 4 % aller Chinesen verfügen beispielsweise über ein Auto, in den USA beläuft sich die Durchdringung auf knapp 78 %. In Indien besitzen knapp 1 % aller Leute ein KFZ.

## Energieverbrauch vs. GDP/Kopf



Quelle:

Quelle: ETF Securities, United Nations, Population Prospects

Lt. UNO wird die Weltbevölkerung bis 2050 um 34% auf 9,4 Mrd. steigen. Die langfristigen Auswirkungen auf den Energiebedarf liegen wohl auf der Hand. Allerdings ist der Ölverbrauch generell verschwenderisch und ineffizient und kann ohne Drosselung des wirtschaftlichen Wachstums oder Senkung des Lebensstandards, verringert werden.

## Langfristige demographische Entwicklung

	Population		Projected Population in mln.		Percent of Population Ages	
	2009	Year 2025	Year 2025	Year 2050	<15	65+
<b>World</b>	<b>6.810</b>	<b>8.087</b>	<b>8.087</b>	<b>9.421</b>	<b>27</b>	<b>8</b>
More developed	1.232	1.282	1.282	1.318	17	16
Less developed	5.578	6.805	6.805	8.103	30	6

Quelle: United Nations, Population Prospects, Fischer Weltalmanach

## Ein chinesischer „Black Swan“?

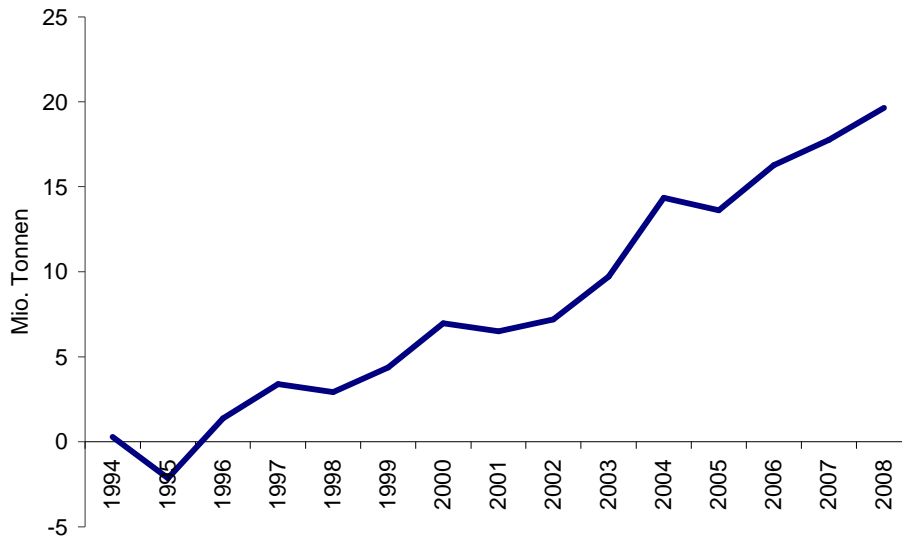
### China investiert zunehmend in Afrika und Lateinamerika

Der chinesische Öldurst war auf der Nachfrageseite sicherlich die wichtigste Entwicklung der vergangenen Dekade. 2000 lag der Anteil an der Gesamtnachfrage noch bei 5,6%, heute sind es bereits 9,3%. Den sukzessive wachsenden Bedarf versucht man mittels massiver Investitionen in Afrika oder Lateinamerika, langfristig zu sichern. China versucht dabei Lieferverträge über mehrere Dekaden abzuschließen und bietet im Gegenzug fachliches Know-How, Infrastruktur sowie günstige Finanzierungen und Kooperationen in anderen Wirtschaftszweigen. So wurde beispielsweise mit der brasilianischen Petrobras eine Kooperation und ein Kredit über USD 10 Mrd. sowie extensive Zusammenarbeit in der Exploration vereinbart. In Nigeria hat CNOOC Lieferverträge für mehr als 6 Mrd. Barrel Rohöl abgeschlossen, das Volumen der Transaktion beläuft sich auf knapp USD 50 Mrd. Mit Venezuela wurde ein Liefervertrag für USD 16 Mrd. abgeschlossen, vergleichbares gilt für Kasachstan, Angola, den Irak und Iran. Die chinesische Regierung verlautbarte zudem, die strategische Ölreserven um 60% aufzustocken. Bereits 2003 hat man im Bereich der Tiefseehafen von Dalian und in der Bohai-Bucht strategische Ölreserven aufgebaut, zudem

# Spezial Report Öl

sollen bis 2011 weitere 10 große Reservoirs gebaut werden. Nach eigenen Aussagen wolle man Reserven für 100 Tage Selbstversorgung aufbauen.

## Chinesische Öl-Nettoimporte

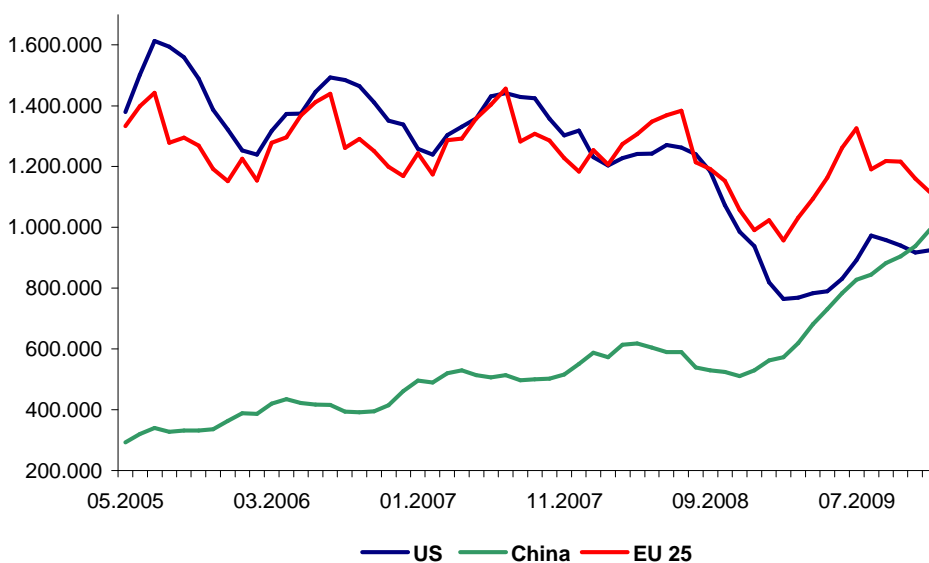


Quelle: CEIC, Bloomberg, Erste Group Research

## 2030: 200 Mio. KFZ in China?

Die chinesischen Autokäufe stiegen seit 2005 von 300.000 pro Monat auf aktuell 1.000.000 Fahrzeuge. Die Benzinnachfrage stieg jedoch lediglich geringfügig an, was in erster Linie auf die Reduktion der Benzin-Subventionen zurückzuführen ist. Zudem ist das Auto in China ein Statussymbol und wird meist nur für Ausfahrten am Wochenende genutzt. Im täglichen Verkehr der rapide wachsenden Ballungszentren spielen öffentliche Verkehrsmittel eine deutlich wichtigere Rolle als beispielsweise in den USA. Die langfristigen Prognosen unterstreichen das enorme Wachstumspotenzial. Indien und China sollen lt. IEA ihren Ölverbrauch auf knapp 25 mb/d steigern. Ein Großteil davon soll aus dem Transportsektor stammen, so rechnet man bis 2030 mit 200 Millionen Fahrzeugen in China und 115 Mio. KFZ in Indien.

## Monatliche Autoverkäufe (5M-Moving Average)



Quelle: CEIC, Bloomberg, Erste Group Research

# Spezial Report Öl

## **China erinnert an USA in den 20er Jahren**

Das heutige China ähnelt den USA in den 20er Jahren. Das industrielle Wachstum wurde in erster Linie durch hohe Exporte – unterstützt durch eine künstlich niedrig gehaltene Währung – befeuert. Zudem ist China heute ebenso die weltweit größte Gläubigernation, die Verschuldungsquote von Privaten und Unternehmen gleicht der Situation der Vereinigten Staaten in den 20er Jahren. Damals hatten die USA innerhalb einer Dekade aussergewöhnlicher Prosperität, knapp 6 % des weltweiten BIP in Form von Währungsreserven gehortet. Sollte sich die Analogie fortsetzen, so stünde China wohl eine ähnliche Krise wie den USA in den 30er Jahren ins Haus. Dies würde eine tiefe Depression sowie einen Kollaps des Bankensektors bedeuten. Aufgrund der frappanten Parallelen halten wir eine solche Entwicklung für möglich. Langfristig würde dies aber auch bedeuten, dass China nach dem Überwinden dieser tiefen Krise als stärkste politische, wirtschaftliche und finanzielle Kraft auferstehen würde. Auch dies halten wir für ein realistisches Szenario.

## **Extrapolation der Vergangenheit gefährlich – Grundgesetze des Wirtschaftens können auch nicht in China ausgehebelt werden**

Wir zeigen uns jedoch gegenüber dem – mittlerweile generell akzeptierten – Glauben an das chinesische Wirtschaftswunder skeptisch. Die reine Extrapolation der Vergangenheit ist a la longue verheerend. Die exorbitant hohen Stimuli konnten einen dramatischen Konjunkturunbruch verhindern und den Einbruch des Exportsektors abfangen. Die – bereits zuvor erheblichen - Überkapazitäten haben sich jedoch zusätzlich vergrößert. Der Staatsanteil an der Gesamtwirtschaftsleistung wird sukzessive größer, staatliche Infrastrukturprojekte sind für einen Großteil des Wachstums verantwortlich. Einen Vorgeschmack eines klassischen Boom/Bust Cycles dürfte hier Dubai gegeben haben, wenngleich die Dimensionen (BIP Dubai: USD 54 Mrd vs. China USD 4.400 Mrd) 81 x größer sind. Nachdem China keine offene Volkswirtschaft darstellt, kann der Wachstumspfad ev. noch länger gegangen werden, langfristig wird auch China die Grundgesetze der Ökonomie und des Wirtschaftens nicht aushebeln können.

## 5. Exkurs: Ölpreisentwicklung aus der Sicht der Österreichischen Schule der Nationalökonomie

### Österreichische Schule eröffnet neue Blickwinkel auf Asset-Preis Entwicklungen

Die Österreichische Schule der Nationalökonomie eröffnet Investoren einen neuen Blickwinkel bei der Preisprognose von Asset- und Rohstoffpreisen. Anders als für herkömmliche Ökonomen ist für Vertreter der Österreichischen Schule (im weiteren Text kurz ‚Austrians‘) nicht die steigende Nachfrage nach Öl oder anderen Rohstoffen der ausschlaggebende Faktor für steigende Preise. Austrians sehen vielmehr die laufende Geldmengenausweitung, die in unserem Teilreservebankensystem eine Kreditausweitung nach sich zieht, als wesentlichen Faktor für steigende Preise. Für Austrians ist ein Punkt klar, wenn mehr Geldeinheiten in Umlauf gebracht werden so sinkt deren intrinsischer Wert.

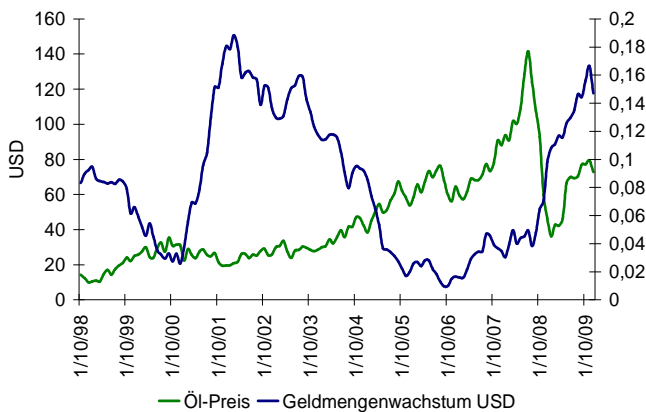
### Seit 1971 fehlt ein stabilisierender Faktor im Weltwährungssystem

Bis 1971 beschränkte noch ein ‚Goldstandard-Light‘ die Zentralbanken bei der Geldmengenausweitung. Denn bis 1971 konnten am Bretton-Woods Währungssystem beteiligte Notenbanken US-Dollarschuldscheine zum fixierten Preis von USD 35 je Unze, in Gold umtauschen. Im August 1971, jedoch kündigte Präsident Nixon die Goldeinlöschungspflicht einseitig, nachdem den USA wahrscheinlich bereits die Hälfte Ihrer Goldreserven abhanden gekommen war. Damit hat das Weltwährungssystem das letzte Tau zum stabilisierenden Goldanker gekappt. Seither können Zentralbanken ungehindert beliebig neues Fiat-Geld in Umlauf bringen. Das digitale Zeitalter mit seinem digitalen Geld hat diese Geldvermehrung so leicht wie nie zuvor gemacht. Es ist daher nicht verwunderlich, dass die letzten 40 Jahre im historischen Vergleich ein hochinflationäres Zeitalter gewesen sind. Daher sind auch die deutlich gestiegenen Ölpreise der vergangenen Jahre keine große Überraschung, denn für Austrians ist nicht so sehr die steigende Nachfrage nach einem Gut wie Öl der entscheidende Faktor für einen steigenden Preis, sondern schlichtweg der Umstand, dass insbesondere seit 1971 weltweit kontinuierlich mehr und mehr Papier- bzw. digitales Geld in Umlauf gebracht wurde.

### Lockere Geldpolitik nach 2000 als Ölprestreiber

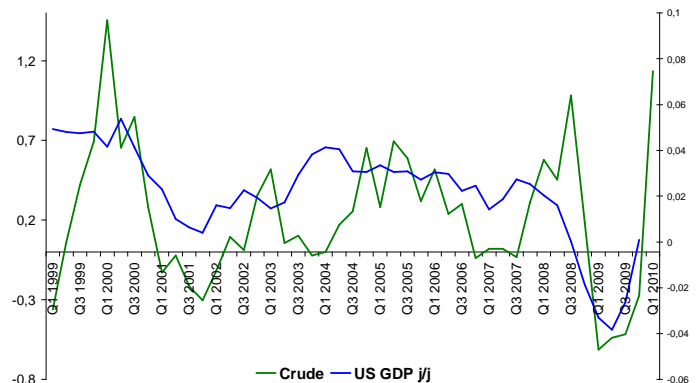
Im Detail wollen wir uns die Periode von Oktober 1998 bis Dezember 2009 ansehen. Wesentliche Voraussetzung für den überproportionalen Ölpreisanstieg von 2002 bis Mitte 2008 war der deutliche Anstieg der Geld- und Kreditmenge. Die deutliche Ausweitung des eng gefassten Geldmengenaggregats M-1 (M-1 umfasst im Wesentlichen Bargeld sowie täglich fällige Sichtguthaben) von 2001 bis 2004 in den USA war das Resultat der lockeren Geldpolitik um die Wirtschaft nach dem dot.com Krach wieder in Gang zu bringen. Die Graphik rechts zeigt, dass abgesehen vom Höchststand im Sommer 2008, die kurzfristige Ölpreisentwicklung mit der Realwirtschaftlichen Entwicklung des größten Ölkonsumenten, der USA, recht gut korreliert.

Ölpreisentwicklung vs. Geldmengenwachstum In USD



Quelle: Fed. St. Louis, Reuters

Ölpreisentwicklung vs. US BIP yoy



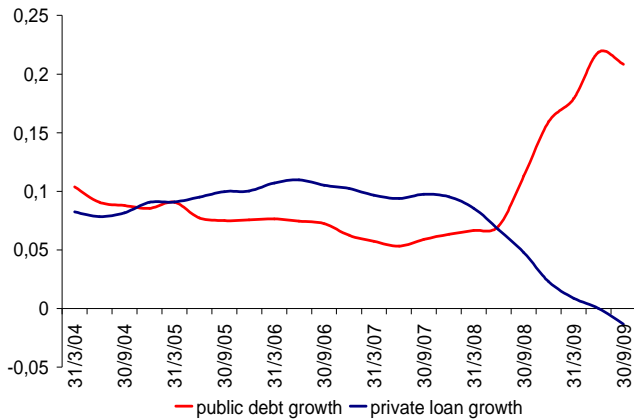
Quelle: Datastream

# Spezial Report Öl

## **Deflationäre Tendenzen im USD und Euro-Raum seit Mitte 2009...**

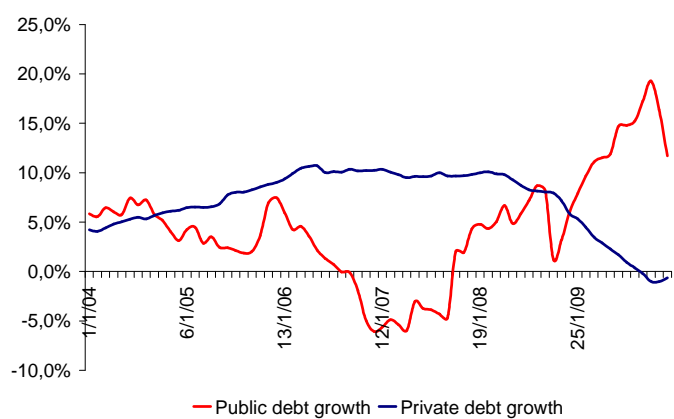
Die beiden folgenden Graphiken zeigen, dass es bis Mitte 2009 zu einer kontinuierlichen Ausweitung sowohl der Kredite des privaten Sektors als auch der öffentlichen Hand gekommen ist. Die zuletzt deutliche Ausweitung der Basisgeldmenge seit dem Herbst 2008 in den USA und dem Euro Raum zielte darauf ab diesen Prozess der Kreditausweitung in Gang zu halten. Auf den Graphiken zeigt sich jedoch, dass sowohl in den USA als auch im Euro-Raum die absolute Verschuldung des privaten Sektors seit Sommer 2009 schrumpft. Nur die Verschuldung der öffentlichen Hand ist bis September deutlich angestiegen. Allerdings zeigt sich auch hier seit etwa Oktober 2009 eine abschwächende Dynamik.

**Kreditwachstum Öffentlich vs. Privat - USA**



Quelle: Fed. St. Louis, Reuters

**Kreditwachstum Öffentlich vs. Privat – Euro Raum**



Quelle: EZB, Reuters

## **...negativ für den Ölpreis**

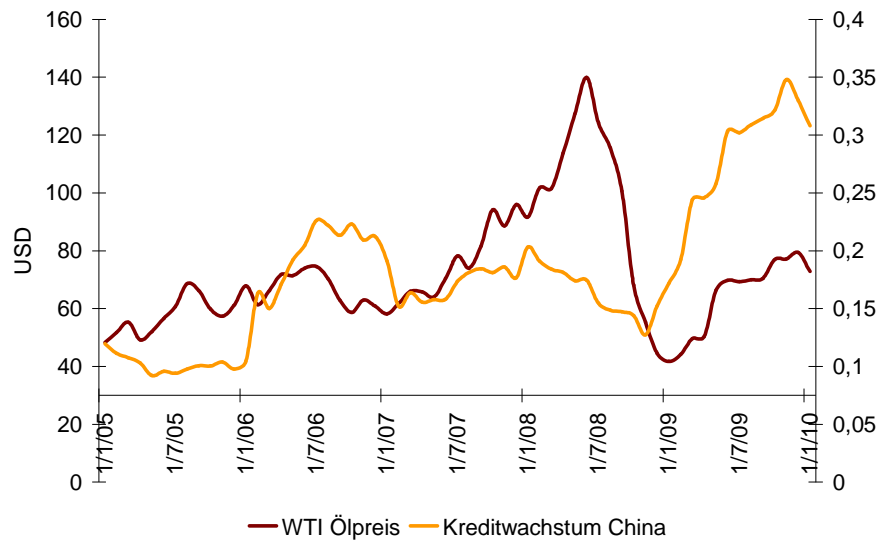
Es gilt in diesem Zusammenhang zwischen Geld und Kredit (auch Buch oder Giral-Geld) zu unterscheiden. Die seit Herbst 2008 von der FED und EZB ergriffenen Maßnahmen haben zwar zu einer deutlichen Ausweitung der Geldmenge geführt, und Geld wiederum ist die Basis zur weiteren Kreditausweitung in einem Teilreservebankensystem. Die Kredit- oder Buchgeldmenge hingegen ist trotz der Ausweitung der Geldmenge sowohl im Euro als auch im USD Raum seit Mitte 2009 rückläufig. In den letzten Jahrzehnten hat sich jedoch die laufende Ausweitung der Kredit- oder Buchgeldmenge inflationär auf diverse Asset- und Rohstoffpreise ausgewirkt. Daher ist nach unserer Einschätzung der aktuell rückläufige Trend der Kredit- oder Buchgeldmenge negativ für Asset- und Rohstoffpreise. Zumal sich abzeichnet, dass nun auch die Ausweitung der Verschuldung der Öffentlichen Hand, die bislang geholfen hat Asset Preise zu stabilisieren, in immer mehr Ländern an Ihre Grenzen stößt.

## **China's Kreditausweitung treibt Ölpreis in 2009**

Wir denken daher, dass die massive Ausweitung der Geldmenge in den USA und Europa nicht für den starken Ölpreisanstieg der letzten 12 Monate verantwortlich ist. Vielmehr sehen wir die deutliche Kreditausweitung in China (+34% in 2009) als ausschlaggebenden Faktor für die dynamische Entwicklung des Ölpreises in 2009. Angesichts implodierender Exportmärkte hat sich China im Oktober 2008 dazu entschlossen, die Inlandsnachfrage mit Neukrediten von rd. EUR 1.000 Mrd. anzukurbeln. Nachdem China's Bankensektor von den Auswirkungen der Subprime Krise verschont geblieben ist, konnten China's Banken die Neukredite mühelos ausweiten. Diese extreme Neuverschuldung China's führte zu einem starken Comeback nahezu aller wichtigen Rohstoffpreise in 2009.

# Spezial Report Öl

Ölpreisentwicklung vs. Kreditwachstum China 2005 - 2009



Quelle: People's Bank of China, Reuters

## **China's restriktive Geldpolitik in 2010 negativ für Ölpreis**

Jedoch ist China's Zentralbank im Jänner 2010 auf die Bremse gestiegen. Es ist daher zu erwarten, dass die Neukreditvergabe in 2010, im Vergleich zu 2009, zurückhaltender ausfallen wird. Die Restriktionen bei der Vergabe von Neukrediten haben sich bereits an den Aktien- und Rohstoffmärkten negativ ausgewirkt. Sollte China's Zentralbank weiterhin Ihre restriktive Geldpolitik beibehalten so gehen wir davon aus, dass sich dies auch negativ auf den Ölpreis im weiteren Verlauf des Jahres 2010 auswirken wird.

*Exkurs von Gerald Walek, CFA*

## 6. CFTC plant strengere Regulierungen

### **Spekulanten werden für Rohstoffhausse verantwortlich gemacht**

Die „bösen Spekulanten“ werden seitens Politik, Medien und Öffentlichkeit schon seit Jahren für die stark steigenden Rohstoffpreise verantwortlich gemacht. 2010 werden nun erstmals Taten folgen. Die wichtige Funktion der Spekulanten als Intermediär und Bereitsteller von Liquidität, wird dabei aber oft vergessen. Zudem kann man kaum zwischen nützlicher und exzessiver Ausprägung der Spekulation unterscheiden, dies wird im öffentlichen Diskurs jedoch meistens vergessen.

### **Interventionen in freien Markt meist kontraproduktiv**

So gibt es zahlreiche Beispiele aus der Vergangenheit, die die Sinnhaftigkeit solcher Beschneidungen des freien Marktes in Frage stellen. So wurde der Terminhandel auf Weizen vor knapp 100 Jahren in Deutschland verboten, in weiterer Folge verdoppelte sich der Preis innerhalb weniger Monate. Auch die Abschaffung der Zwiebel Futures 1963 in den USA, führte zu deutlich höheren Preisen und größerer Volatilität. Dies belegen zahlreiche Studien.

### **Positionsobergrenzen sollen Spekulation verringern**

Die US-Aufsichtsbehörde CFTC möchte die rein spekulative Nachfrage nun zunehmend eindämmen, dies passt zum jüngsten Populismus Präsident Obama's, der nun den Eigenhandel der Banken abschaffen will und das Trennbankensystem wieder etablieren möchte. Neben dem Eigenhandel der Banken soll auch der OTC-Markt transparenter gestaltet werden. Im Jänner wurden erstmals Vorschläge für Positionsobergrenzen an der NYMEX und ICE präsentiert. Die Limits sollen den Einfluss der Spekulanten verringern. Die Ausnahmeregelung für Swap Dealer wie zB. Banken, führt jedoch dazu, dass sich de facto keine Änderungen ergeben werden. Sie gelten derzeit für Rohöl, Erdgas, Heizöl und Benzin die an der NYMEX und der ICE gehandelt werden. Zuletzt wurde bekannt, dass sich die Terminbörsenaufsicht CFTC mit der IEA, der OPEC und einigen Finanzinstituten treffen wolle, um die praktische Implementierung solcher Positionslimits zu diskutieren.

### **Kurz- und mittelfristig vermutlich negative Auswirkungen auf Ölpreis**

Sollten zu restriktive Maßnahmen eingeführt werden, so würde vermutlich ein Großteil des Handels an andere Börsenplätze abwandern. Dies dürfte die Attraktivität und in weiterer Folge die Mittelzuflüsse bei Rohstoffen – zumindest kurzfristig – deutlich verringern. Die pure Beschneidung hätte somit kontraproduktive Auswirkungen. Ein verstärkter Fokus auf Transparenz der Marktteilnehmer und der Preisfindung ist jedoch erstrebenswert.

# Spezial Report Öl

## 7. Technische Analyse

### „Make or break“ Setup?

Nach einer impulsiven Rallye im Vorjahr bewegt sich der Kurs seit Herbst mit wenig Momentum und Dynamik nach oben. Im Sommer 2009 wurde ein Aufwärtstrendkanal etabliert, dessen Obergrenze aktuell bei USD 90 liegt. Die unteren Begrenzungen waren jedes Mal gute Kaufsignale. Der Höchststand aus 2009 bei USD 82 dürfte einen mächtigen Widerstand darstellen, nachfolgend wird die Marke von 87,9 (Tiefststand Dezember 2007 und Februar 2008) schwer zu knacken sein. Die nächsten Widerstandsmarken liegen bei 89,5 (50% Fibonacci Retracement) sowie 102 (61,8% Fib. Retracement). Das TomDe Mark Sequential System steht weiterhin auf Kauf. Bei 82 und 86 stehen jedoch massive Widerstände, bei USD 75 eine schöne Unterstützung. Sowohl der MACD als auch der RSI zeigen negative Divergenzen an. Dies bedeutet, dass der Aufwärtstrend sich bereits einem Ende nähert, für Short-Positionierungen scheint es jedoch noch zu früh. Aktuell liegt der Preis noch knapp über dem 30- sowie 60tägigen Moving Average. Der 200-Tage-Schnitt (täglich steigend) verläuft bei aktuell 71. Insofern dürften sich Stop-Limits im Bereich von USD 70-72 anbieten. Weitere Unterstützungen liegen bei 69,3, 62, 53,9 sowie 47,3.

### Chart seit 2005



Quelle: Bloomberg, Erste Group Research

### Saisonalität ausgeprägt und zuverlässig

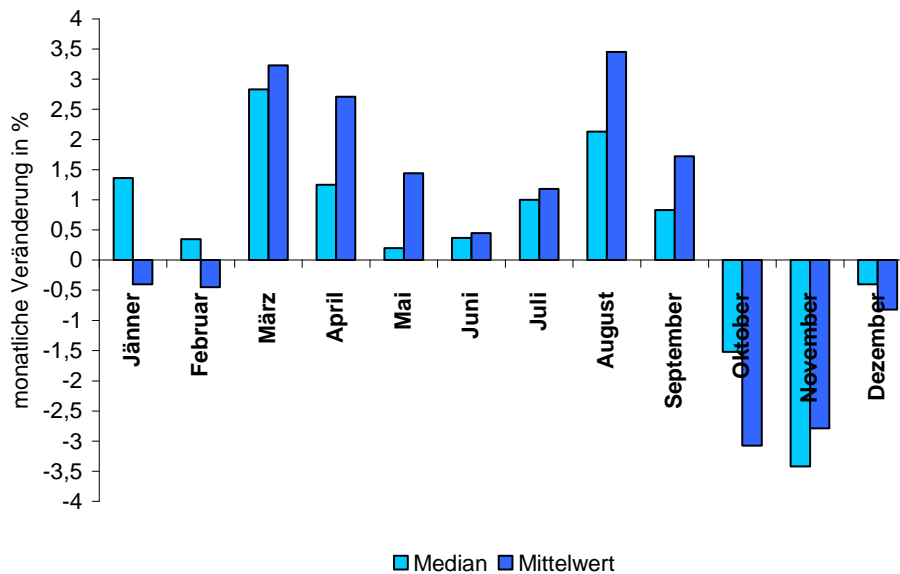
Der Ölpreis hat – wie die meisten Rohstoffe – eine ausgeprägte Saisonalität. Öl bildet normalerweise im Februar oder spätestens bis Ende März Preistiefs aus. Insofern scheint aus saisonaler Sicht aktuell ein guter Einstiegszeitpunkt. Die Höchststände auf Jahressicht sehen wir normalerweise im August oder September. Ausschlaggebend dafür ist die Hurrikane-Saison im Golf von Mexiko, andererseits die Einlagerung vor der Heizsaison. In 21 der letzten 26 Jahre stieg der Ölpreis zwischen 24. Februar und 22. Mai<sup>19</sup>. Insofern gehen wir aus saisonalen Gründen von steigenden Notierungen aus.

<sup>19</sup> Vgl. Cycles Research, USA, 2010



# Spezial Report Öl

Monatliche Returns seit 1980



Quelle: Datastream, Erste Group Research

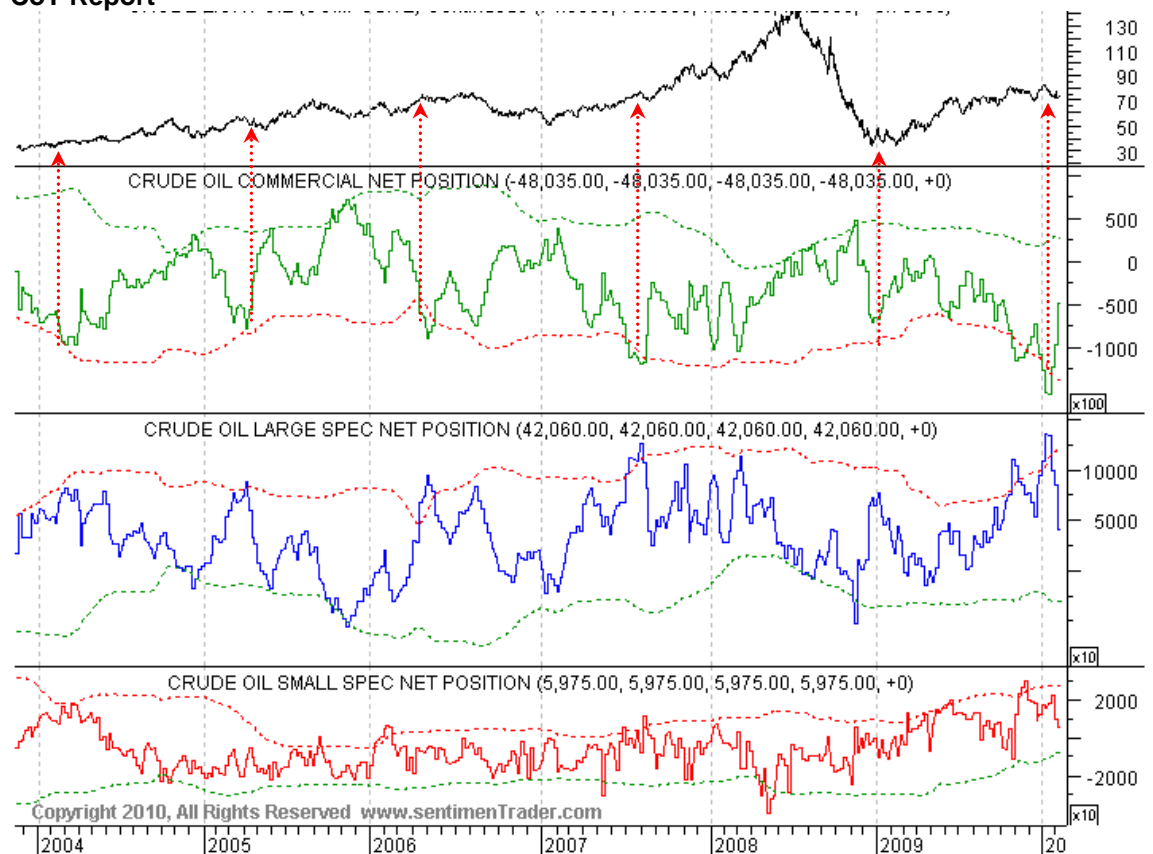
## Commitment of Traders Report signalisiert weitere Anstiege

Der wöchentliche Bericht der Terminbörsenaufsicht zeigt die Positionen von kommerziellen Händlern (Commercials), großen Spekulanten (Large Specs) und kleinen Spekulanten (Small Specs). Um die Positionierung der einzelnen Marktteilnehmer zu verstehen, gibt der CoT meistens aufschlussreiche Informationen.

Die **Commercials** haben ihre massive Short-Positionierung in den letzten Wochen um knapp 100.000 Kontrakte reduziert. Dies sollte positive Implikationen für die weitere Preisentwicklung haben. Die ausgeprägte Saisonalität des Ölpreises könnte dafür verantwortlich sein und quasi zur „selffulfilling-prophecy“ werden. Die **Large Speculators** haben 2009 sukzessive Positionen aufgebaut und sind nun netto Long positioniert. Ein verlässliches Signal für kurzfristige Kursanstiege.

# Spezial Report Öl

## CoT Report



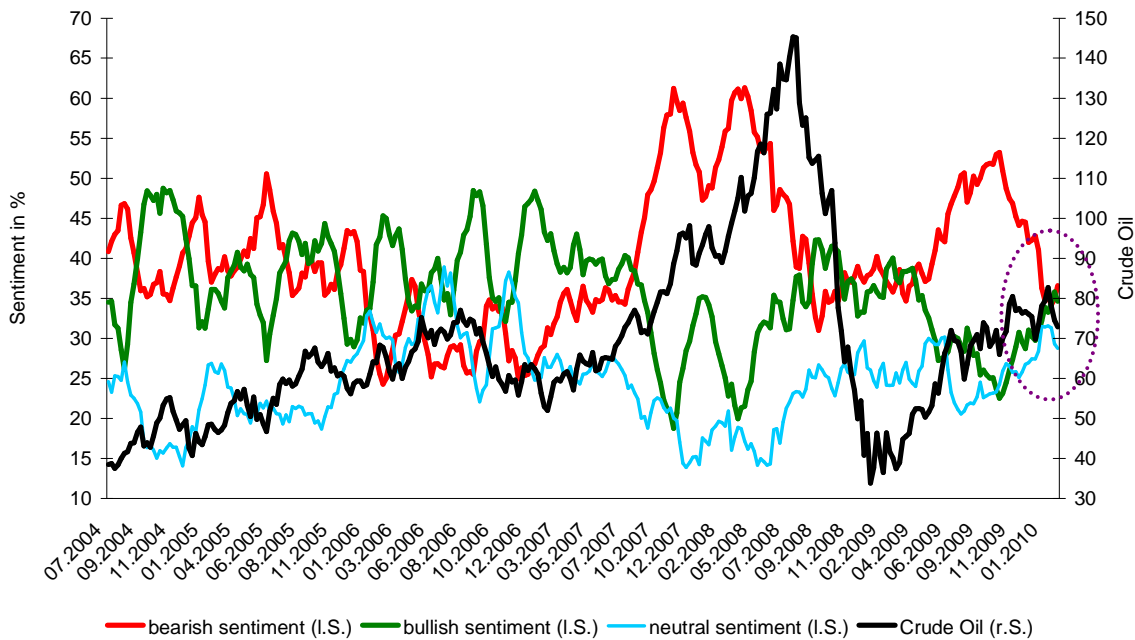
Quelle: [www.sentimentrader.com](http://www.sentimentrader.com)

**Sentiment  
weiterhin  
pessimistisch**

Zuletzt zeigten sich laut Bloomberg Sentiment-Index nur noch 26 % der Marktteilnehmer bullish, 26% neutral und 47% bearish was die weitere Entwicklung des Ölpreises betrifft. Dies scheint eine nach wie vor zu pessimistische Zukunftseinschätzung zu sein. Nachfolgend sieht man dass der dreimonatige gleitende Durchschnitt ein komplett ausgeglichenes Verhältnis zwischen optimistischen, pessimistischen und neutralen Marktteilnehmern zeigt. Dies würde eher für eine Seitwärtstendenz sprechen.

# Spezial Report Öl

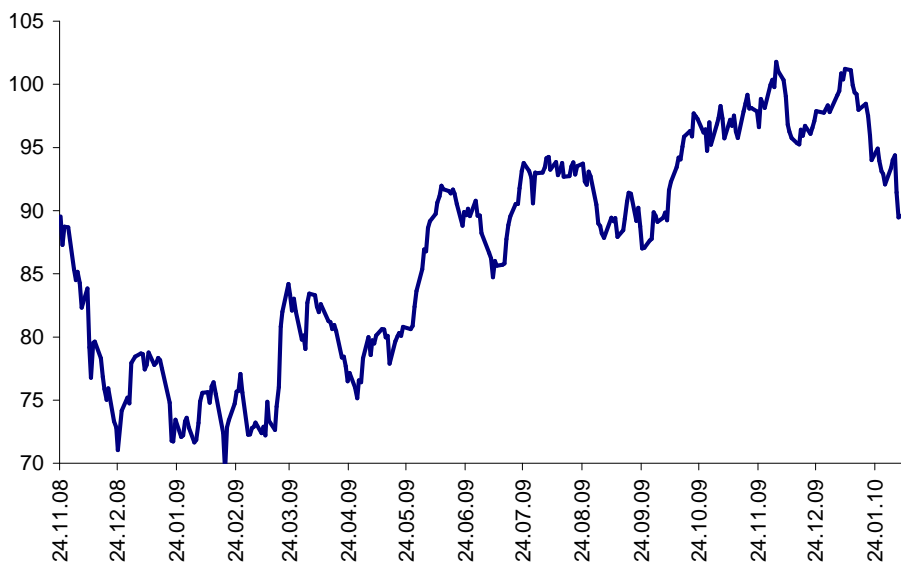
## Sentiment (3 Monats Moving Average) vs. Ölpreis



Quelle: Bloomberg, Erste Group Research

Die langlaufenden Kontrakte (Lieferdatum Juni 2017) blieben selbst zum Höhepunkt der Krise über der Marke von USD 70 und notierten im Herbst bereits wieder über USD 100. Auch dies ist als langfristig klar positiver „Vertrauensbeweis“ zu interpretieren.

## WTI Crude Future – Juni 2017



Quelle: Bloomberg, Erste Group Research

Auch im inflationsbereinigten Chart erkennt man, dass sich der Ölpreis in einem langfristigen Aufwärtstrend befindet. Allerdings stößt der Preis demnächst am oberen Band des 75%igen Konfidenzintervalles an, insofern rechnen wir wieder mit einer Rückkehr zum Mittelwert.

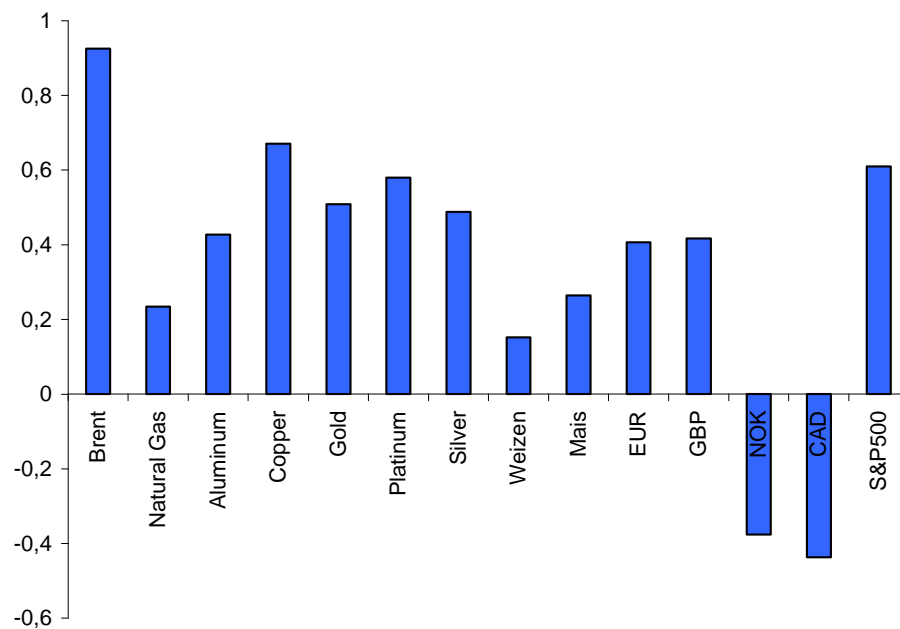
# Spezial Report Öl

## Inflationsbereinigter Chart – logarithmische Skalierung



Quelle: Sharelynx.com

## Korrelationen: WTI vs. div. Rohstoffe, Währungen und Indizes (90 tägliche Returns)



Quelle: Datastream, Erste Group Research

# Spezial Report Öl

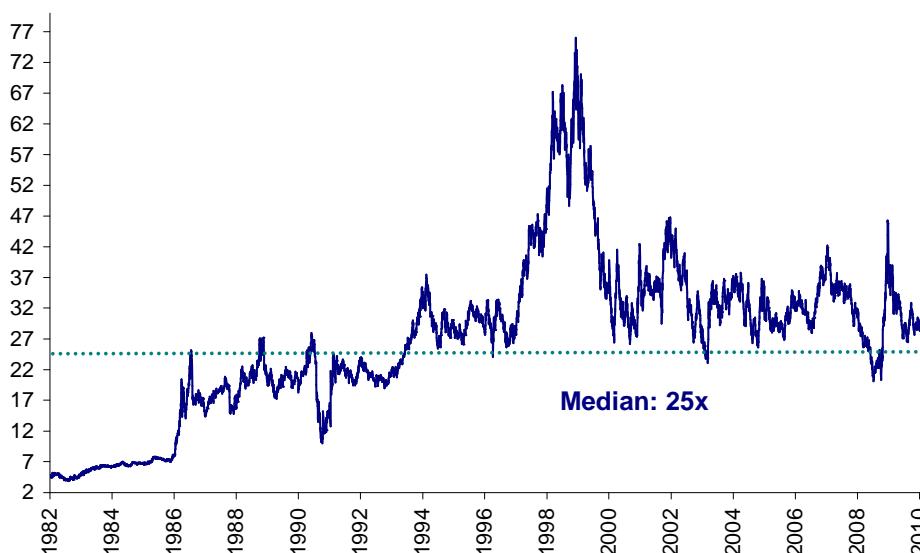
## Ratio-Analyse

Die Ratio-Analyse ist eine einfache und trotzdem extrem nützliche Facette der technischen Analyse. Durch einfache Division eines Wertes durch einen anderen wird eine Verhältniszahl gebildet, deren Ergebnis als Ratio-Linie dargestellt wird. Steigt die Linie an, so gewinnt der Zähler gegenüber dem Nenner an Wert. Eine steigende Linie impliziert somit relative Stärke. Die Analyse von langfristigen Verhältnissen zwischen Öl und anderen Assets soll dem Anleger zu einer neuen und langfristig orientierten Betrachtungsweise der aktuellen Marktsituation dienen. Durch die einfache Division erkennt man durch den direkten, langfristigen Vergleich zueinander, ob eine faire oder eine Über- bzw. Unterbewertung vorliegt.

### Ölaktien/ÖI (aktuell 27x)

Im Vergleich zum langfristigen Median von 25 sind Öl-Aktien bei einem Ratio von 27x fair bewertet. Der Tiefpunkt der letzten Dekade lag bei 21, als der Ölpreis sein Allzeithoch markiert hat. Scheinbar dürfte im Bereich von 26 eine gute Unterstützung liegen, dies würde bedeuten dass sich mittelfristig Aktien produzierender Unternehmen besser entwickeln könnten als der Rohstoff selbst. Eine Entwicklung wie 1999 (Ratio bei 77) ist jedoch nicht zu erwarten.

### Ratio: Oil and Gas Produzenten / Ölpreis

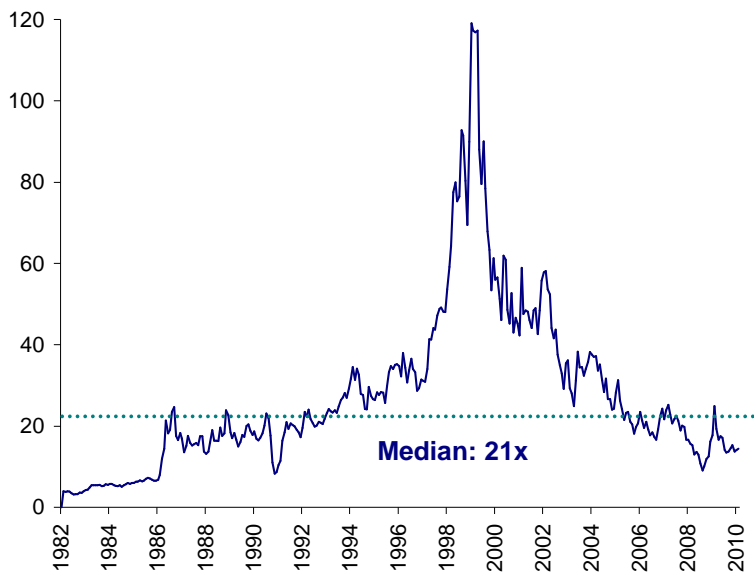


Quelle: Datastream, Erste Group Research

### S&P500 /ÖI (aktuell 15,20x)

Im Vergleich zum breiten US-Aktienmarkt ist Öl derzeit günstig bewertet. Mit einem Ratio von 15 befindet sich das Verhältnis klar unter dem langfristigen Median von 21.

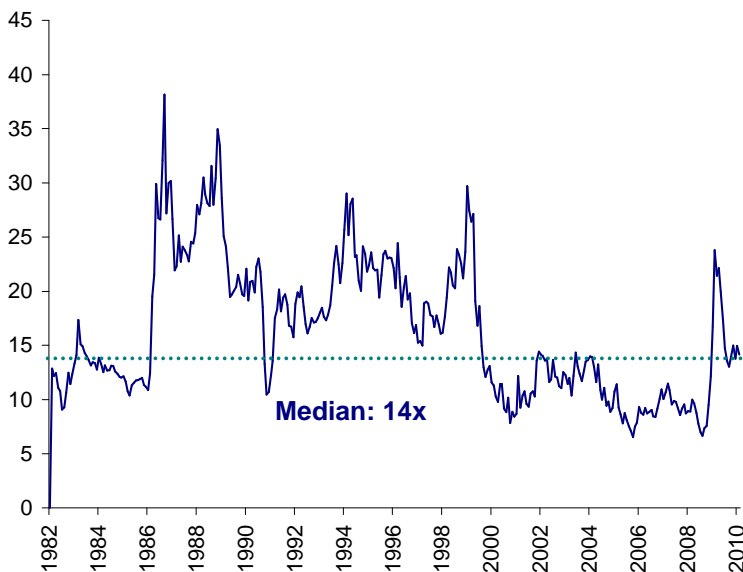
# Spezial Report Öl



Quelle: Datastream, Erste Group Research

## Gold/Öl (aktuell: 15,28x)

Mit einer Unze Gold kann man aktuell 15 Barrel Öl kaufen, dies liegt geringfügig über dem langfristigen Median von 14. Im Vorjahr war Öl noch günstig im Vergleich zu Gold, aktuell ist es fair bewertet.

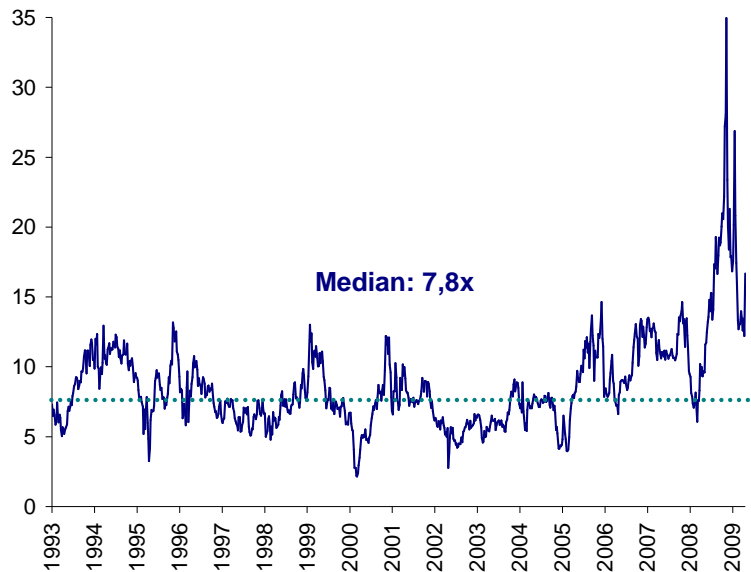


Quelle: Datastream, Erste Group Research

## Öl/Erdgas (aktuell: 16,6x)

Erdgas war im vergangenen Jahr mit einem Verhältnis von bis zu 35 im Vergleich zu Öl deutlich zu günstig bewertet. In der Zwischenzeit hat sich diese Extremsituation abgebaut, mit einem Stand von 16,6 ist es jedoch in der langfristigen Betrachtung weiterhin zu günstig, der Median liegt bei 7,8. Insofern gehen wir davon aus, dass sich Erdgas in Zukunft deutlich besser als Erdöl entwickeln sollte.

# Spezial Report Öl



Quelle: Datastream, Erste Group Research

## Fazit der technischen Analyse

**Kursavancen „zu schnell, zu weit“ - Upside dürfte begrenzt sein**

Zusammenfassend könnte man als Ergebnis der Technischen Analyse feststellen, dass im Vorjahr ein breiter Bodenbildungsprozess abgeschlossen wurde und anschließend eine impulsive Aufwärtsphase stattgefunden hat. Allerdings dürften die Kursavancen zu schnell zu weit gelaufen sein, insofern rechnen wir nur noch mit begrenzter Upside, das nachlassende Momentum und die negativen Divergenzen liefern hier eine verlässliche Frühindikation.

**Saisonalität spricht für weiteren Kursanstieg – Trendwende spätestens zur Jahresmitte zu erwarten**

Dass der Ölpreis trotz der saisonalen Schwächephase sowie des wiedererstarkten US-Dollars nach oben tendiert, interpretieren wir als klares Zeichen der Stärke. Auch das Sentiment ist aktuell neutral und weit von jeder Kaufpanik oder Euphorie entfernt. Die CoT-Daten belegen dies ebenso. Laut Ratio-Analyse ist Öl im Vergleich zu anderen Assetklassen aktuell in etwa im Rahmen der langfristigen Historie bewertet. Insofern gehen wir für das 1. Halbjahr von weiterhin leicht steigenden Kursen aus, USD 100 scheinen jedoch unwahrscheinlich. Die Ölk Aktien zeigen massive relative Schwäche und sollten hier eine Vorlaufindikation geben. Aufgrund der negativen Divergenzen rechnen wir in der spätestens in der 2. Jahreshälfte mit einer Trendumkehr. In deren Zuge sollte der Ölpreis im Bereich von USD 60 oder sogar tiefer notieren.

# Spezial Report Öl

## 8. Conclusio

### **Chance/Risiko- verhältnis für Ölinvestments aktuell nicht attraktiv**

Das Chance/Riskoprofil für Ölinvestments ist derzeit nicht attraktiv. Der Glaube an ewig steigende Ölpreise muß (vorerst) begraben werden. Die OPEC hat mehrmals signalisiert, mit einem Preisband von USD 70-80 zufrieden zu sein. Wir glauben nicht, dass die OPEC bald von dieser Vorstellung abrücken wird. Der Preisverfall von USD 150 auf knapp USD 30 war eine Übertreibung nach unten, die aktuellen Preise spiegeln unserer Meinung jedoch nicht das niedrige Nachfrageniveau wider. Stark gestiegener Risikoappetit, Überschussliquidität und optimistische Erwartungen einer signifikanten konjunkturellen Erholung waren unserer Meinung nach hauptverantwortlich für die Kursavancen. Auch der unerschütterliche Glaube an das vermeintliche chinesische Wirtschaftswunder nährt die Hoffnung auf einen weiteren Preisanstieg. Deshalb gehen wir davon aus, dass jeder weitere Preisaufschwung letztendlich auf einem wackligen Fundament basiert und nicht nachhaltig sein wird.

### **Konjunkturelle Entwicklung weiter holprig**

Die konjunkturelle Entwicklung dürfte weiterhin holprig verlaufen. Wir zweifeln nach wie vor an der Lebensfähigkeit der „Green Shoots“ und glauben, dass zu viel konjunktureller Optimismus am Ölsektor eingepreist wird. Raum für positive Überraschungen scheint es kaum zu geben, sobald die weltweiten Stimuli auslaufen (und nicht ersetzt werden), dürfte die Ölnachfrage wieder nachlassen. Die künstlich herbeigeführte Prosperität sollte nicht mit gesundem, realem Wachstum verwechselt werden. Die Diskussion wird sich deshalb zunehmend auf die latent schwächelnde Nachfrage konzentrieren.

### **Hohe Lager- bestände als Achilles-Ferse**

Am besten lässt sich die niedrige Ölnachfrage an den schwächelnden crack-spreads und der geringen Kapazitätsauslastung der Raffinerien ablesen. Die hohen Lagerbestände dürften die Achilles-Ferse für den Ölpreis bedeuten, das aktuelle Überangebot wird Druck auf den Ölpreis ausüben. Sobald die Nachfrage zunehmend aus den Lagern gedeckt wird, dürfte das Abwärtsmomentum wieder rapide steigen.

### **Ölschock 2012?**

Derzeit ist mehr als genügend Öl vorhanden, die Struktur des Angebots spricht langfristig jedoch für deutlich höhere Notierungen. Nachdem die Öl-Notierungen im Vorjahr teilweise weit unter den Grenzkosten der Produktion lagen und zahlreiche Ölnationen vor tiefgreifende finanzielle Nöte stellte, wurden Investitionen in Exploration um knapp USD 100 Mrd. gestrichen. Dies könnte die Basis für einen 4. Ölschock 2012 oder 2013 bedeuten, im heurigen Jahr sehen wir jedoch nur noch wenig Aufwärtspotenzial.

### **Fragile Geopolitik als größtes Fragezeichen**

Geopolitische Probleme und Militärkonflikte werden unserer Meinung nach, derzeit zu wenig eingepreist und stellen eine massive Gefahr dar. In Nigeria nehmen die Attacken auf Pipelines seit Dezember dramatisch zu. Nachdem Präsident Yar A'duas's Gesundheitszustand weiterhin kritisch ist, dürfte die Situation weiterhin instabil bleiben. Auch der Iran-Konflikt dürfte sich weiter zuspitzen. Im Zuge einer militärischen Konfrontation würde die Straße von Hormuz und somit die wichtigste Handelsroute für Öl aus der Golfregion blockiert werden. Weiters dürften im Irak die Parlamentswahlen im März und der Truppenabzug des US-Militärs im August für Spannungen sorgen.

### **Erdgas sollte Öl outperformen**

Wir zeigen uns im Hinblick auf Erdgas – und hier insb. unkonventionellen Erdgasressourcen – langfristig klar bullish. Auf Sicht der nächsten 3-5 Jahre erwarten wir Preise im Bereich von mindestens USD 7-10, dies sollte attraktive Margen für alternative Erdgasproduzenten gewährleisten. Eine alte Daumenregel besagt, dass der Ölpreis dividiert durch 6, den Gaspreis ergeben sollte. Dies beruht auf der Tatsache, dass man in etwa 6x so viele Einheiten Gas benötigt, um die Energie einer Einheit Öl zu erhalten. Dies bedeutet, dass entweder Öl zu teuer oder Gas zu billig – oder beides zugleich – ist.

### **Erdgas ist der sauberste fossile Brennstoff – Shale Gas wird langfristig massiv an Bedeutung gewinnen**

Auch im Hinblick auf Umweltverschmutzung sollte alternatives Erdgas zukünftig eine größere Rolle spielen, nachdem es deutlich sauberer verbrennt als Kohle und Erdöl. Dies dürfte auch in Hinblick auf CO<sub>2</sub>-Obergrenzen zusätzliche Unterstützung für Shale Gas bedeuten. Einzig der hohe Wasserverbrauch und die neu zu errichtenden Pipelines sind häufig geäußerte Kritikpunkte, im Vergleich zu konventionellen Energiequellen sind die ökologischen Schäden jedoch gering. Besonders im Vergleich zu unkonventionellem Öl (zB. Ölsand) ist Shale Gas



# Spezial Report Öl

ökologisch sauber und zudem energieeffizient. Wir zeigen uns somit zuversichtlich, dass der Abbau von Schiefergasvorkommen in Europa massiv an Bedeutung gewinnen wird. Insbesondere in Polen und in der Ukraine erwarten wir rege Explorations- und Akquisitionstätigkeiten. Insofern betrachten wir unkonventionelles Gas – und hier insb. Shale Gas – als eine der interessantesten Investmentopportunitäten im Energiebereich.

**Unsere Prognose für 2010: 1. Halbjahr max. USD 90-100, 2. Halbjahr Trendumkehr zu erwarten: Durchschnittskurs 2010: USD 72**

Dass der Ölpreis trotz der saisonalen Schwächephase sowie des wiedererstarkten US-Dollars nach oben tendiert, interpretieren wir als klares Zeichen der Stärke. Auch das Sentiment ist aktuell neutral und weit von jeder Kaufpanik oder Euphorie entfernt. Die CoT-Daten belegen dies ebenso. Laut Ratio-Analyse ist Öl im Vergleich zu anderen Assetklassen aktuell in etwa im Rahmen der langfristigen Historie bewertet. Aus technischen und taktischen Überlegungen rechnen wir somit mit einer Fortsetzung des Aufwärtstrends – bei geringem Momentum – im 1. Halbjahr in die Region von maximal USD 90-100. Nachdem aktuell ein Überangebot an Öl besteht, rechnen wir jedoch nicht mit einem nachhaltigen Überschreiten der „magischen“ USD 100/Barrel. Aufgrund der negativen Divergenzen und der trüben fundamentalen Aussichten erwarten wir spätestens in der 2. Jahreshälfte eine Trendumkehr. In deren Zuge sollte der Ölpreis im Bereich von USD 60 oder tiefer notieren. Für das Gesamtjahr 2010 rechnen wir mit einem durchschnittlichen Ölpreis für WTI in Höhe von USD 72.

*Ronald-Peter Stöferle, CMT*

# Spezial Report Öl

## Notizen

Diese Unterlage dient als zusätzliche wirtschaftliche Information für unsere Kunden und basiert auf dem Wissensstand der mit der Erstellung betrauten Finanzanalysten unseres Hauses. Die Analysen und Schlussfolgerungen sind genereller Natur und berücksichtigen nicht die individuellen Bedürfnisse unserer Anleger hinsichtlich Ertrag, steuerlicher Situation oder Risikobereitschaft. Hinweise auf die frühere Performance garantieren nicht notwendigerweise positive Entwicklungen in der Zukunft. Obwohl wir die von uns beanspruchten Quellen als verlässlich einstufen, übernehmen wir für die Vollständigkeit und Richtigkeit der hier wiedergegebenen Informationen keine Haftung. Diese Unterlage ist weder ein Anbot, noch eine Einladung zur Anbotsstellung zum Kauf oder Verkauf von Wertpapieren.

**Published by Erste Bank der oesterreichischen Sparkassen AG Börsegasse 14, OE 543  
A-1010 Vienna, Austria. Tel. +43 (0)5 0100-ext.**

**Erste Bank Homepage: [www.erstebank.at](http://www.erstebank.at) On Bloomberg please type: **E RBK <GO>**.**

# Spezial Report Öl

## Contacts

### Group Research

#### Head of Group Research

Friedrich Mostböck, CEFA +43 (0)5 0100 - 11902

#### CEE Equity Research

Co-Head: Günther Artner, CFA +43 (0)5 0100 - 11523

Co-Head: Henning Eßkuchen +43 (0)5 0100 - 19634

Günter Hohberger (Banks) +43 (0)5 0100 - 17354

Franz Hörl, CFA (Steel, Construction) +43 (0)5 0100 - 18506

Gernot Jany, CFA (Banks, Real Estate) +43 (0)5 0100 - 11903

Daniel Lion, CIIA (IT) +43 (0)5 0100 - 17420

Christoph Schultes, CIIA (Ins., Util.) +43 (0)5 0100 - 16314

Thomas Unger (Oil&Gas) +43 (0)5 0100 - 17344

Vera Sutedja, CFA (Telecom) +43 (0)5 0100 - 11905

Vladimira Urbankova, MBA (Pharma) +43 (0)5 0100 - 17343

Gerald Walek, CFA (Machinery) +43 (0)5 0100 - 16360

#### International Equities

Hans Engel (Market strategist) +43 (0)5 0100 - 19835

Stephan Lingnau (Europe) +43 (0)5 0100 - 16574

Ronald Stöferle (Asia) +43 (0)5 0100 - 11723

#### Macro/Fixed Income Research

Head: Gudrun Egger, CEFA (Euroland) +43 (0)5 0100 - 11909

Alihan Karadagoglu (Corporates) +43 (0)5 0100 - 19633

Rainer Singer (US) +43 (0)5 0100 - 11185

Elena Statelov, CIIA (Corporates) +43 (0)5 0100 - 19641

Mildred Hager (SW, Japan) +43 (0)5 0100 - 17331

#### Macro/Fixed Income Research CEE

Co-Head CEE: Juraj Kotian (Macro/FI) +43 (0)5 0100 - 17357

Co-Head CEE: Rainer Singer (Macro/FI) +43 (0)5 0100 - 11185

#### Editor Research CEE

Brett Aarons +420 233 005 904

#### Research Croatia/Serbia

Head: Mladen Dodig +381 11 22 00 866

Damir Cukman (Equity) +385 62 37 2812

Alen Kovac (Fixed income) +385 62 37 1383

Iva Cerovsky (Fixed income) +385 62 37 1716

Davor Spoljar (Equity) +385 62 37 2825

#### Research Czech Republic

Head: David Navrátil (Fixed income) +420 224 995 439

Petr Bartek (Equity) +420 224 995 227

Vaclav Kminek (Media) +420 224 995 289

Jana Krajcova (Fixed income) +420 224 995 232

Radim Kramule (Oil&Gas) +420 224 995 213

Martin Lobotka (Fixed income) +420 224 995 192

Lubos Mokras (Fixed income) +420 224 995 456

#### Research Hungary

Head: József Miró (Equity) +361 235-5131

Bernadett Papp (Equity) +361 235-5135

Gergely Gabler (Equity) +361 253-5133

Orsolya Nyeste (Fixed income) +361 373-2830

#### Research Poland

Head: Artur Iwanski (Equity) +48 22 330 6253

Magda Zabieglik (Equity) +48 22 330 6250

Tomasz Kasowicz (Equity) +48 22 330 6251

Piotr Lopaciuk (Equity) +48 22 330 6252

Marek Czachor (Equity) +48 22 330 6254

Wiktor Tymochowicz (Equity) +48 22 330 6253

#### Research Romania

Head: Lucian Claudiu Anghel +40 21 312 6773

Mihai Caruntu (Equity) +40 21 311 27 54

Dumitru Dulgheru (Fixed income) +40 21 312 6773 1028

Cristian Mladin (Fixed income) +40 21312 6773 1028

Eugen Sinca (Fixed income) +40 21312 6773 1028

Raluca Ungureanu (Equity) +40 21311 2754

#### Research Slovakia

Head: Juraj Barta, CFA (Fixed income) +421 2 4862 4166

Michal Musak (Fixed income) +421 2 4862 4512

Maria Valachyova (Fixed income) +421 2 4862 4185

#### Research Ukraine

Head: Victor Stefanushyn (Fixed Income) +38 044 593 - 1784

Svitlana Bazilevich (Equity) +38 044 593 - 9286

Maryan Zablotsky (Fixed income) +38 044 593 - 9188

### Group Institutional & Retail Sales

#### Institutional Equity Sales Vienna

Head: Brigitte Zeitberger-Schmid +43 (0)5 0100 - 83123

#### Cash Equity Sales

Hind Al Jassani +43 (0)5 0100 - 83111

Werner Fuerst +43 (0)5 0100 - 83121

Josef Kerekes +43 (0)5 0100 - 83125

Cormac Lyden +43 (0)5 0100 - 83127

Neil Owen +43 (0)5 0100 - 83114

Stefan Raidl +43 (0)5 0100 - 83113

Simone Rentschler +43 (0)5 0100 - 83124

#### Derivative Sales

Christian Luig +43 (0)5 0100 - 83181

Manuel Kessler +43 (0)5 0100 - 83182

Sabine Kircher +43 (0)5 0100 - 83161

Christian Klikovich +43 (0)5 0100 - 83162

Armin Pfingstl +43 (0)5 0100 - 83171

Roman Rafeiner +43 (0)5 0100 - 83172

#### Institutional Equity Sales London

Head: Michal Rizek +44 20 7623 - 4154

Dieter Benesch +44 20 7623 - 4154

Tatyana Dachyshyn +44 20 7623 - 4154

Declan Wooloughan +44 20 7623 - 4154

#### Institutional Equity Sales Croatia

Zeljka Kajkut (Equity) +38 562 37 28 11

Damir Eror (Equity) +38 562 37 28 13

#### Institutional Sales Czech Republic

Michal Brezna (Equity) +420 224 995-523

Ondrej Cech (Fixed income) +420 224 995-577

Michal Rizek +420 224 995-53

Jiri Smehlik (Equity) +420 224 995-510

Pavel Zdichynec (Fixed income) +420 224 995-590

#### Institutional Sales Hungary

Gregor Glatzer (Equity) +361 235-5144

Krisztián Kandik (Equity) +361 235-5140

Istvan Kovacs (Fixed income) +361 235-5846

#### Institutional Equity Sales Poland

Head: Andrzej Tabor +4822 330 62 03

Pawel Czuprynski (Equity) +4822 330 62 12

Lukasz Mitan (Equity) +4822 330 62 13

Jacek Kryszynski (Equity) +4822 330 62 18

#### Institutional Equity Sales Slovakia

Head: Dusan Svitek +48 62 56 20

Rado Stopiak (Derivatives) +48 62 56 01

Andrea Slesarova (Client sales) +48 62 56 27

#### Saving Banks & Sales Retail

Head: Thomas Schaufler +43 (0)5 0100 - 84225

#### Equity Retail Sales

Head: Kurt Gerhold +43 (0)5 0100 - 84232

#### Fixed Income & Certificate Sales

Head: Thomas Schaufler +43 (0)5 0100 - 84225

#### Treasury Domestic Sales

Head: Markus Kaller +43 (0)5 0100 - 84239

#### Corporate Desk

Head: Leopold Sokolicek +43 (0)5 0100 - 84601

Alexandra Blach +43 (0)5 0100 - 84141

Markus Pistracher +43 (0)5 0100 - 84100

Roman Friesacher +43 (0)5 0100 - 84143

Helmut Kirchner +43 (0)5 0100 - 84144

Christian Skopek +43 (0)5 0100 - 84146

#### Fixed Income Institutional Desk

Head: Thomas Almen +43 (0)5 0100 - 84323

Martina Fux +43 (0)5 0100 - 84113

#### Fixed Income International & High End Sales Vienna

Jaromir Malak/ Zach Carvell +43 (0)5 100 - 84254

U. Inhofner/ P. Zagan/ C. Mitu +43 (0)5 100 - 84254

#### Fixed Income International Sales London

Paul Osment/ Simone Pilz +44 20 7623 4159