

BAND 29

Marginal Oil

Energiegewinnung an den Grenzen der Vernunft

Von Sarah Wykes und Lorne Stockman



**HEINRICH BÖLL STIFTUNG
SCHRIFTEN ZUR ÖKOLOGIE
BAND 29**

Marginal Oil

Energiegewinnung an den Grenzen der Vernunft

Von Sarah Wykes und Lorne Stockman

**Herausgegeben von der Heinrich-Böll-Stiftung in Zusammenarbeit mit
Friends of the Earth Europe und Oilchange International**

Sarah Wykes ist Expertin für internationale Rohstoffpolitik und Umwelt. Die Schwerpunkte ihrer Arbeit liegen vor allem in Afrika.

Lorne Stockman arbeitet für Oil Change International in Washington als Forscher und Autor zahlreicher Studien und Berichte u.a. zur Energiesicherheit und zur Ausbeutung von Teersanden und anderen nicht konventionellen Ölquellen.



Published under the following Creative Commons License: <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/>. Attribution — You must attribute the work in the manner specified by the author or licensor (but not in any way that suggests that they endorse you or your use of the work). Noncommercial — You may not use this work for commercial purposes. No Derivative Works — You may not alter, transform, or build upon this work.

Marginal Oil

Energiegewinnung an den Grenzen der Vernunft

Von Sarah Wykes und Lorne Stockman

Band 29 der Schriftenreihe Ökologie

Herausgegeben von der Heinrich-Böll-Stiftung 2012 in Zusammenarbeit mit Friends of the Earth Europe und Oilchange International

Übersetzung aus dem Englischen: Sandra Lustig

Gestaltung: Michael Pickardt (nach Entwürfen von blotto Design)

Abbildungen: Alex Quero

Cover-Photo: Peter Essick 2009

Druck: agit Druck, Berlin

ISBN 978-3-86928-101-8

Bestelladresse: Heinrich-Böll-Stiftung, Schumannstr. 8, 10117 Berlin

T +49 30 28534-0 **F** +49 30 28534-109 **E** buchversand@boell.de **W** www.boell.de

INHALT

Vorwort	7
Zusammenfassung	9
Einleitung	12
Teil 1: Der Weg in den Abgrund: Was steckt hinter der zunehmenden Ausbeutung von Marginal Oil?	17
1.1 Internationale Ölkonzerne: Das Problem des schwindenden «leicht zu fördernden Öls»	18
1.2 Schwindender Zugang für internationale Ölkonzerne	19
1.3 Anhaltender Ressourcennationalismus: Ein zunehmend schwieriges Geschäft für internationale Ölkonzerne	19
1.4 Der Rückgang der freundlichen, stabilen Ölstaaten	22
1.5 Die Herausforderung durch nationale Ölkonzerne und Erdöldienstleister	23
1.6 Druck seitens der Investoren: Wedelt der Schwanz mit dem Hund?	24
1.7 Wachstum an den äußeren Grenzen	31
1.8 Zunehmend marginale Reserven	32
1.9 Energiesicherheit – Bringt Marginal Oil wirklich Sicherheit?	37
1.10 Angebot und Nachfrage: Harte Wahrheiten oder willkommene Thesen?	43
1.11 China führt den Nachfragezuwachs an	44
1.12 Verknappungen von Angebot und Nachfrage lösen Verlagerungen in der Politik aus	44
1.13 Nachfragerückgänge werden Marginal Oil zuerst treffen	45
1.14 «Weiter wie bisher» oder «Weiter wie dringend erforderlich»?	46
1.15 Stärkere Nachfragereduzierung: Der Schlüssel dazu, Marginal Oil sterben zu lassen?	48
Teil 2: Wichtige Entwicklungen zum Thema Marginal Oil: Ein kurzer Überblick	51
2.1 Bitumen und Schwerstöl	53
2.2 Ist der Orinoco in Venezuela der nächste große nicht konventionelle Ölrausch?	54
2.3 Teersande in Afrika	67
2.4 Marginal Oil südlich der Sahara: Onshore- und Offshore-»Frontier«-Öl	68
2.5 Tiefsee-Investitionen	71
Teil 3: Fazit. Schutz für das globale Klima, die betroffenen Gemeinschaften und die Ökosysteme	79
Abkürzungsverzeichnis	81
Endnoten	82

VORWORT

Die Ölindustrie investiert weltweit in immer schmutzigere und riskantere Formen der Gewinnung nicht konventionellen Öls; dabei geht es um schweres Rohöl, um Teersande und Ölschiefer. Der Grund für diese prekäre Ausbeutung: Die konventionelle Ölförderung geht stark zurück. Diese Investitionen stellen allerdings eine besondere Herausforderung für das Klima, die Umwelt und die betroffenen Gemeinschaften dar. Einen neuen Vorstoß bei der Ausbeutung von Teersanden gibt es jetzt auch in Afrika südlich der Sahara, einer Region, die vom Rohstoffexport abhängig bleibt und durch die Auswirkungen des Klimawandels stark gefährdet ist. Dabei sind der Klimawandel und das von ihm verursachte Leid auch Folgen der Aktivitäten im Rohstoffsektor. Ob der Orinoco-Gürtel in Venezuela oder der westliche Amazonas in Brasilien – Regionen mit großer Artenvielfalt und Heimat einer Reihe indigener Völker sind betroffen.

Abgesehen davon, dass die Förderung von Teersanden den Klimaschutz geradezu verhöhnt, ist heute bekannt, dass sie in Kanada – gegenwärtig der weltgrößte Förderer von Teersanden – ansässigen Gemeinschaften und der Umwelt schwere Schäden zugefügt hat, darunter die Zerstörung des borealen Waldes und vermehrte Umweltverschmutzung, mit Auswirkungen auf die Gesundheit und die Lebensgrundlagen vor allem der indigenen Völker. In Ländern mit schwächeren Regierungen und kaum vorhandenen politischen Vorgaben werden die Folgen der Rohstoffausbeutung wahrscheinlich noch verheerender sein.

Seit der ersten Auflage dieses Papiers im Jahr 2011 ist eine neue Form von sogenanntem «Marginal Oil» in Nordamerika mit Wucht in Erscheinung getreten. «Tight Oil» (Öl aus dichtem Gestein) wird mittels horizontaler Bohrungen und hydraulischem Aufbrechen, auch als «Fracking» bekannt, gewonnen. Dabei handelt es sich um dieselbe Technologie, die den Schiefergas-Boom in den Vereinigten Staaten herbeiführte. Auch in Argentinien werden Tight-Oil-Ressourcen erkundet. Wie bei anderen Ölquellen, die in diesem Bericht beschrieben werden, ist die Förderung von Tight Oil mit relativ hohen Kosten und immensen Umweltauswirkungen verbunden. Wasserverbrauch und -verschmutzung sowie die Notwendigkeit einer großen Zahl an Bohrungen aufgrund hoher Abnahmeraten der Ölförderung sind weitere Probleme.

Die steigenden Investitionen in Marginal Oil, also die Ölgewinnung an der Grenze der Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit, sind besorgniserregend. Wir betrachten sie als einen Irrweg aus der Energiekrise, und wir haben Bedenken hinsichtlich der Herausforderungen und Risiken, die sich für die betroffene Bevölkerung sowie das Klima ergeben. Wir sind der Ansicht, dass wir schnell

handeln und grundlegend umsteuern müssen. Sonst werden wir – wie der World Energy Outlook 2011 voraussagte – in fünf Jahren mit einem «carbon lock-in» konfrontiert sein (d.h. mit dem Neubau von hoch emittierenden Öl-Kraftwerken, die für die nächsten 30 bis 50 Jahre laufen sollen) und ein gefährliches Ausmaß globaler Klimaerwärmung nicht verhindern können. Zu diesem Zweck wollen wir auch mit Entscheidungsträgern sowohl in der Europäischen Union als auch global zusammenarbeiten, um die richtige Politik und den Respekt für die Stimmen der betroffenen Gemeinschaften zu gewährleisten.

Darüber hinaus arbeiten wir mit anderen Organisationen aus der Zivilgesellschaft zusammen, um Informationen und Erfahrungen auszutauschen, die weltweiten Bemühungen im Kampf gegen die genannten Investitionen zur Ausbeutung von Marginal Oil besser zu koordinieren und eine bessere und nachhaltige Energiezukunft voranzubringen. Das vorliegende Papier wurde als Hintergrunddokument für ein Strategie- und Netzwerktreffen von Aktivistinnen und Aktivisten aus Nordamerika, Europa, Afrika und Lateinamerika, die sich mit den Auswirkungen der Ölförderung beschäftigen, erarbeitet. Es beschreibt die treibenden Kräfte hinter den Investitionen in Marginal Oil und gibt einen Überblick über bestehende und potentielle Projekte rund um die Welt. Wir haben uns zur Veröffentlichung entschlossen, da es wichtige Informationen enthält, die allgemein bekannt sein sollten.

Abschließend möchten wir der Autorin und dem Autor dieser Publikation, Sarah Wykes und Lorne Stockman, für ihre ausgezeichnete Arbeit und ihr nicht nachlassendes Engagement danken, aber auch allen Teilnehmerinnen und Teilnehmern am Strategietreffen für ihre wichtigen Anregungen. Wir freuen uns, dass die erste (englischsprachige) Version dieses Papiers große Aufmerksamkeit und Wertschätzung bekommen hat, und sind stolz, nun eine deutschsprachige Fassung vorlegen zu können.

Berlin und Brüssel, im Herbst 2012

Lili Fuhr
Heinrich-Böll-Stiftung

Darek Urbaniak
Friends of the Earth Europe

ZUSAMMENFASSUNG

Die Ausbeutung von Teersanden hat ernsthafte negative Auswirkungen auf direkt betroffene Gemeinschaften und Ökosysteme. Die neuen Entwicklungen stellen angesichts des hochgradig CO₂-intensiven Charakters des Förderprozesses eine Gefährdung der globalen Klimaschutzbemühungen dar. Hinzu kommt in diesem Zusammenhang, dass der Schutz der Teersandbranche in der kanadischen Provinz Alberta den Widerstand der kanadischen Regierung gegen nationale und internationale Klimaschutzbemühungen fördert.

Doch die Ausbeutung von Teersanden ist sowohl ein Symptom als auch eine Manifestation eines breiteren fundamentalen Trends: nämlich der Erschließung «nicht konventioneller» Ölressourcen, die schwieriger auszubeuten und teurer und meist auch CO₂-intensiver in der Förderung als konventionelles Öl sind. Die Ölkonzerne sind aber auch dazu entschlossen, die verbleibenden «konventionellen» Ölressourcen zu erschließen, die häufig in ökologisch sensiblen Gebieten liegen. So birgt deren Ausbeutung ein hohes Risiko irreversiblen Schadens an der Umwelt und den direkt betroffenen Gemeinschaften. Aktuelle Explorationsprojekte sind u.a. bitumenartige Ressourcen in Venezuela und Afrika, Tiefseeöl vor der afrikanischen und der brasilianischen Küste sowie Schweröl im abgelegenen westlichen Amazonas.

Diese beiden Trends sind Ausdruck eines fortdauernden Vorstoßes hin zu dem, was man «Marginal Oil» nennen kann, also eines Öls, das an der Grenze der Wirtschaftlichkeit bzw. der technischen Erreichbarkeit gewonnen wird. Und beide Trends haben verheerende Konsequenzen: für die Bemühungen zur Senkung von CO₂-Emissionen durch die Abkehr von einem auf fossilen Energieträgern beruhenden Wirtschaftsmodell, für die Energiesicherheit der Importländer und letztlich für ein nachhaltiges Wachstum in den Industrie-, Schwellen- und Entwicklungsländern.

Das Papier lotet zunächst die Makro-Kräfte aus, die die Suche nach dem Marginal Oil vorantreiben. Grundsätzlich gesprochen, wird die Ölexploration von den wirtschaftlichen Kräften des globalen Angebots und der globalen Nachfrage angetrieben. Der Internationalen Energie-Agentur (IEA) zufolge steigt die globale Nachfrage nach Öl, und zwar hauptsächlich aufgrund zunehmenden Bedarfs in Schwellenländern wie China.

Obgleich Sorgen wegen einer Angebotsspitze beim Öl ein wichtiger Faktor sind, ist es vor allem der Mangel an leicht zu förderndem Öl, der sie nach dem «marginal barrel» suchen lässt – dem letzten Fass Öl, das die Ölkonzerne technisch und wirtschaftlich erreichen können. In den 1960er Jahren hatten sie Zugang zu etwa 85 Prozent der globalen Ölreserven: bis heute ist diese Zahl

auf nur 6 Prozent geschrumpft.¹ Die OPEC kontrolliert den allergrößten Teil des verbleibenden «leicht zu fördernden» Öls der Welt, was bedeutet, dass der größere Teil der zukünftigen Steigerung der Nicht-OPEC-Förderung beim nicht-konventionellen Öl sein wird.²

Der schwindende Zugang der Ölkonzerne zu leicht zu förderndem Öl ist vor allem auf die steigenden Ölpreise sowie einige geopolitische Faktoren zurückzuführen, etwa die fortschreitende Erstarkung des Ressourcennationalismus in Ländern mit einer Schlüsselstellung bei der Förderung. Außerdem unterliegt der geringe verbleibende Zugang der internationalen Ölkonzerne deutlich schlechteren Bedingungen. Überdies gibt es zunehmenden Wettbewerb durch kapital-kräftige nationale Ölkonzerne, die ihre technischen Kompetenzen oder ihr geschäftliches Know-how kontinuierlich ausbauen. Die Unsicherheit wird weiter verschärft durch die zunehmende Erschöpfung von Ölfeldern, die in politisch stabilen und freundlichen Territorien liegen.

Internationale Ölkonzerne stehen auch unter dem Druck von Investoren, neue Ölreserven zu erschließen, um die bestehende Förderung zu ersetzen. In manchen Fällen stellen die Verträge, die internationale Ölkonzerne jetzt bekommen können, keine neuen Reserven bereit, da das Eigentum an den Reserven meist beim Förderstaat oder dem nationalen Ölkonzern verbleibt.

Die Reaktion der Konzerne: die Entwicklung von Technologien für die Erschließung «schwierigen Öls». Im vergangenen Jahrzehnt haben sich die internationalen Ölkonzerne zunehmend in der Offshore-Förderung bei immer größeren Wassertiefen, der Förderung der kanadischen Teersande, der Ausbeutung von GtL-Kraftstoffen («Gas to Liquids») sowie bei Technologien zur Förderung von Ölschiefer engagiert. Eine Analyse der Profile der Reserven der sechs größten internationalen Ölkonzerne zeigt, dass sie alle zunehmend auf solche marginalen Ressourcen setzen.

Jedoch bedeutet der Vorstoß in die technischen und wirtschaftlichen Grenzbereiche in die Höhe schnellende Kosten für die Konzerne, da diese Ressourcen fast ausnahmslos teurer in der Entwicklung und Förderung sind als konventionelles Öl – und daher nur bei einem hohen Ölpreis profitabel. Marginal Oil ist ein Symptom *hoher Preise und übermäßiger Nachfrage* und kein Mittel, das eine oder das andere zu bekämpfen.

Aus diesem Grund ist das von der Ölbranche und ihren Unterstützerinnen und Unterstützern verwendete Argument, dass die Steigerung der Ausbeutung marginaler Ressourcen der Schlüssel zur Verbesserung der Energiesicherheit großer Importländer wie den USA ist, schon im Ansatz falsch. Die Ausbeutung von Nicht-OPEC-Marginal-Oil, das teuer zu fördern ist und von dem nur begrenzte Mengen existieren, wird die Marktmacht der OPEC nicht mindern. Anders als die marginalen Ressourcen ist das OPEC-Öl relativ billig und leicht zu fördern, und sein Marktanteil wird zunehmen, auch wenn Marginal Oil ausgebeutet wird.

Aus denselben Gründen bedeutet mehr Marginal Oil nicht weniger Geld für zweifelhafte Regime, sofern die Nachfrage insgesamt steigt. Das Gleichgewicht

von Angebot und Nachfrage, das Marginal Oil unterstützt, ist auch eine Wohltat für die Öl fördernden OPEC-Staaten, denn es stützt hohe Ölpreise. Schließlich wird die Förderung von Marginal Oil aufgrund der globalen Natur des Ölmarkts Importländer nicht vor einer Angebotskrise schützen. Bedeutende ungenutzte Kapazitäten, mit denen eine Angebotskrise bewältigt werden könnte, bestehen bei keiner Marginal-Oil-Quelle (auch nicht bei kanadischen Teersanden).

Die einzige sichere Lösung, die die Energiesicherheit verbessern würde, ist die Senkung der Nachfrage nach Öl. Ansonsten wird das «Weiter-wie-bisher»-Energieszenario bedeuten, dass die Ausbeutung von Marginal Oil unausweichlich über ihren derzeitigen Schwerpunkt in Nordamerika hinaus ausgeweitet wird, wobei Konzerne Druck ausüben werden, immer riskantere und schwierigere Ressourcen zu erschließen, was verheerende Konsequenzen für das Klima sowie für die Ökosysteme und Gemeinschaften in Öl fördernden Ländern haben wird.

Es ließe sich argumentieren, dass die Vereinigten Staaten noch immer der Schlüsselmarkt für die globale Nachfrage nach Öl sind. Die Einführung bestehender Effizienztechnologien, kombiniert mit robusten, flächendeckenden staatlichen Interventionen könnten den Ölkonsum der USA bis 2030 um 40 bis 50 Prozent reduzieren und danach auf einen stetigen Abwärtspfad in Richtung einer sehr begrenzten Nachfrage bringen, was die Nachfragesteigerung Chinas mehr als ausgleichen würde. Allerdings, auch wenn solche Bemühungen zur Senkung der Nachfrage nach Öl mittelfristig Erfolg hätten, müssten sie mit einem kohärenten angebotsseitigen Ansatz verknüpft werden. Regierungen können nicht einerseits die Nachfrage reduzieren und andererseits Politiken mit dem Ziel der Angebotsmaximierung von Öl und anderen fossilen Energieträgern einführen und damit die politische und ökonomische Argumentation zugunsten sauberer Energiequellen unterminieren. Außerdem wird eine Senkung der Nachfrage nach Öl allein nicht die grundsätzlichen Fragen der sozialen und der Umweltgerechtigkeit, mit denen die direkt Betroffenen an vorderster Front der Öl-Ausbeutung ausgesetzt sind, lösen. Aus Gründen des Klimaschutzes sowie der sozialen und der Umweltgerechtigkeit müssen weitere Investitionen in Öl überwacht und kritisch hinterfragt werden, um die damit verbundenen anhaltenden Umwelt- und gesellschaftlichen Schäden abzuwenden und um zu verhindern, dass Staaten und andere Akteure sich auf ein Modell der Ressourcenausbeutung festlegen, das den Übergang zu einem nachhaltigen Entwicklungspfad in weite Ferne rückt.

EINLEITUNG

Dieses Papier wurde als Input für einen von der Heinrich-Böll-Stiftung und Friends of the Earth Europe am 15./16. November 2010 in Berlin veranstalteten Workshop konzipiert.³ Teilgenommen haben Aktivistinnen und Aktivisten sowie Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler, die hauptsächlich auf europäischer Ebene zu Energiefragen sowie der Ausbeutung von Teersanden in Kanada arbeiten. Mehrere Aktivistinnen und Aktivisten aus Ländern des Südens, die bald mit neuen Investitionen in Teersande oder Schwerstöl konfrontiert sein könnten, haben sich ebenfalls an der Diskussion beteiligt. (Die in diesem Papier verwendeten Definitionen einiger Begriffe, etwa Teersande, findet sich S. 14ff.)

Die Initialzündung sowohl für die Entscheidung, den Workshop abzuhalten, als auch für die Erstellung dieser Publikation kam ursprünglich von der Besorgnis über die drohende Ausweitung der Förderung von Ölsanden innerhalb wie außerhalb Kanadas – insbesondere in Entwicklungsländern wie Madagaskar und der Republik Kongo – sowie über potentielle Importe von aus Teersanden gewonnenen Treibstoffen in die EU. Im Mittelpunkt des Interesses standen die Auswirkungen solcher Ausbeutung von Ressourcen auf die Existenzgrundlagen und die Gesundheit betroffener Gemeinschaften, wie sie im Fall der kanadischen Teersande bereits von den First-Nations-Gemeinschaften (den Ureinwohnerinnen und Ureinwohnern Kanadas), am Athabasca River und im kanadischen borealen Wald zu erkennen und zu spüren sind.

Außer ihren möglicherweise katastrophalen Auswirkungen auf Umwelt und Gesellschaft hat die fortdauernde Entwicklung von Teersanden ernsthafte Folgen für die globale Klimakrise – wie auch für die langfristige Energiesicherheit der Öl importierenden Länder, darunter die USA und die EU. Die Förderung solcher Ressourcen ist in hohem Maße CO₂-intensiv und verursacht pro Barrel drei- bis fünfmal höhere Emissionen als konventionelles Öl. Diese Art der Ausbeutung bedeutet hohe Kosten; daher sind kontinuierliche Investitionen in Teersande von einem «Weiter-wie-bisher»-Energieszenario abhängig, in dem fossile Energieträger, insbesondere Öl, auch in Zukunft die Hauptquelle für Strom und Kraftstoffe sind und in dem die Nachfrage nach Öl – und der Ölpreis – hoch bleiben.

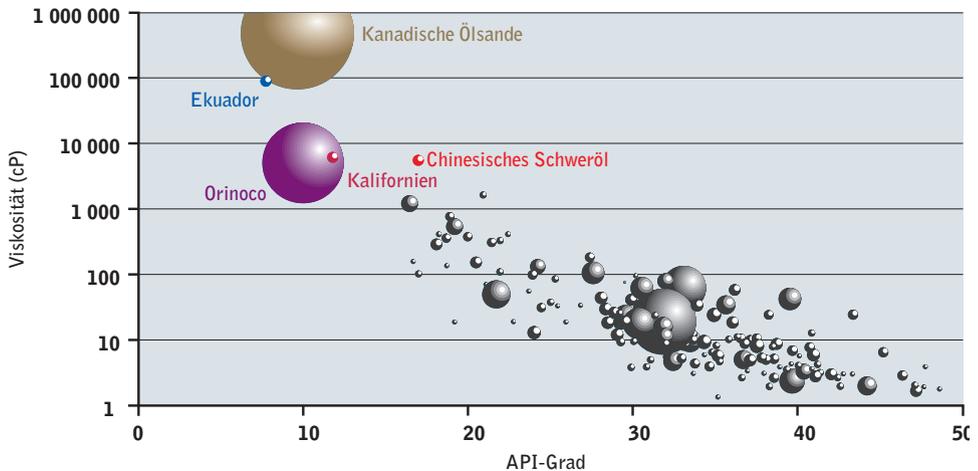
Dieses Papier ist nun für die Veröffentlichung in der Hoffnung durchgesehen worden, dass es bei einem größeren Publikum mit Interesse an den Energiedimensionen der Klimakrise und den Auswirkungen weiterer Investitionen in die Ausbeutung fossiler Energieträger auf Gesellschaft, Umwelt und Entwicklung Beachtung findet.

Allerdings sind selbstverständlich die Grenzen seines ursprünglichen Konzepts zu erkennen. Eine liegt darin, dass es primär als Instrument zur Unter-

stützung von Interessenverbänden in ihrer strategischen Planung und Koordination konzipiert war. Als solches bietet es keinen umfassenden Überblick oder eine Erörterung weder von aktuellen oder möglichen Entwicklungen im Ölsektor noch von Lobbyarbeit und Rechercharbeiten für Kampagnen vor Ort. Stattdessen ist es auf ein spezialisiertes Publikum ausgerichtet und stellt eine bestimmte Argumentation sowie sachliche Belege dafür dar.

Ferner setzt es Kenntnisse über die Auswirkungen der Ausbeutung der Teersande auf das Klima, die Energiesicherheit sowie die lokale Umwelt und Gesellschaft voraus. Forschungs- und Lobbyorganisationen, darunter das Pembina Institute, der National Resources Defense Council, Greenpeace, Friends of the Earth und Platform, haben solche Themen in früheren Briefings detailliert untersucht. Wer über die Ausbeutung der Teersande in Kanada und die Kritik daran mehr erfahren möchte, möge diese ergiebigen Materialien zur Hand nehmen.

Abbildung 1: Kontinuum zwischen den konventionellen und den nicht konventionellen Ölquellen



Anmerkung: Die Größe der Kugeln gibt die Menge der förderbaren Ressourcen an. Vorkommen mit ähnlichen Eigenschaften in einem jeden geographischen Gebiet sind zusammengefasst; die kleinsten Kugeln stellen jeweils etwa 1 Milliarde Barrel dar.

Quelle: World Energy Outlook 2010⁴

Wir sind der Ansicht, dass die Ausbeutung der Teersande in Kanada zum Beispiel sowohl Zeichen als auch Teil eines breiteren Trends ist, nämlich der zunehmenden Investitionen von Ölkonzernen in das, was als «nicht konventionelles Öl» bezeichnet wird. So werden, mit einfachen Worten ausgedrückt, Ölressourcen bezeichnet, deren Erschließung und Ausbeutung (gegenwärtig) für Konzerne technisch schwieriger und kostspieliger sind als bei konventionellen Rohölquellen – und die meist mehr CO₂-Emissionen zur Folge haben (siehe Kasten S. 14ff. für weitere Informationen).

Solche Ressourcen befinden sich außerdem häufig (aber nicht immer) in abgelegenen Gegenden mit großer Artenvielfalt bzw. einer sensiblen Ökologie

und haben oft gravierende Auswirkungen auf ortsansässige Gemeinschaften und ihre Existenzgrundlagen. Dies ist zum Beispiel bei den Teersanden in Madagaskar oder der Republik Kongo der Fall.

Parallel läuft das Rennen um die Ausbeutung der verbleibenden konventionellen Ölressourcen der Welt. Obwohl diese vielleicht nicht so CO₂-intensiv in der Förderung sind, befinden sie sich doch mittlerweile in Grenzbereichen, d.h. sie sind abgelegener oder technisch schwieriger zu erschließen und tragen höhere Umwelt- bzw. Sozialrisiken als gegenwärtige Ölfelder. Beispiele dafür sind etwa die Tiefsee-Offshore-Felder, die sich von der Arktis bis nach Brasilien und Afrika erstrecken, sowie der westliche Amazonas.

Aus diesem Grund haben sich die Autoren dafür entschieden, den Begriff «Marginal Oil» zu verwenden, um Ressourcen zu bezeichnen, die sich an der Grenze befinden – und zwar sowohl an der Grenze der Profitabilität (was in der Branche manchmal als das «marginal barrel» bezeichnet wird) als auch an der Grenze der Vertretbarkeit aufgrund des hohen Risikos potentieller Auswirkungen auf die betroffenen Ökosysteme, Gemeinschaften sowie die globalen Klimaschutzbemühungen.

Teil 1 untersucht die wichtigsten grundlegenden Ursachen – bzw. «Makrokräfte» –, die diesen Vorstoß der Ölkonzerne zur Ausbeutung von Ressourcen «an den Grenzen» der gegenwärtigen technischen oder finanziellen Möglichkeiten der Branche vorantreiben. Unserer Ansicht nach setzt dieser Trend ein «Weiterwie-bisher»-Szenario immer weiter ansteigender Nachfrage nach Öl sowie hohe Ölpreise voraus. Ein solches Szenario würde aber unaufhaltsam auf einen nicht mehr zu beherrschenden Anstieg der globalen Temperatur hinführen und die Energieunsicherheit in den Importländern verschärfen.⁵

Teil 2 gibt einen Überblick über einige Schlüsselinvestitionen in Marginal Oil außerhalb Kanadas und wendet dabei Kriterien an, die aus den in diesem Papier skizzierten Themen abgeleitet wurden. Dabei handelt es sich um die Wahrscheinlichkeit der Projektentwicklung, die möglichen Auswirkungen des Projekts auf die betroffenen Gemeinschaften und Ökologien, die Einstellung der betreffenden Gemeinschaften gegenüber der Investition, die politische Situation im jeweiligen Land und die Teilnahme von Konzernen, die in Europa bzw. den USA an der Börse notiert sind.

Definitionen

Teersande (oder Ölsande, wie sie in der Ölbranche genannt werden) sind Vorkommen von Sand und Ton, die mit Bitumen gesättigt sind. Die Teersande in Alberta im Norden Kanadas z. B. sind die zweitgrößten Erdölvorkommen der Welt und erstrecken sich über eine Fläche von der Größe Englands u.a. mit 4,3 Millionen Hektar borealen Waldes. Dort werden mehr als eine Million Barrel Öl pro Tag gefördert, vor allem für die USA.

Bitumen ist Öl in festem oder halbfestem Zustand. Seine Gewinnung erfordert nicht konventionelle Fördermethoden (entweder Bergbau oder, im Falle der tieferliegenden Vorkommen, Dampfinjektionen, so dass das Öl an die Oberfläche fließen kann) und dann Verarbeitung oder «Veredelung», um es in synthetisches Rohöl zu verwandeln. Diese Prozesse erfordern die Verbrennung großer Mengen fossiler Brennstoffe und den Verbrauch großer Mengen Wassers. Nichtregierungsorganisationen, Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler sowie die betroffene Bevölkerung haben schwerwiegende Bedenken wegen der von Teersandprojekten verursachten irreparablen Schäden an Umwelt und Gesellschaft geäußert, darunter gravierende Folgen für die Gesundheit durch die Kontamination des Athabasca-Wasser-einzugsgebiets. Zudem emittiert die Förderung eines Barrels Öl aus kanadischen Teersanden durchschnittlich drei- bis fünfmal so viel CO₂ wie die Förderung eines Barrels konventionellen Öls. Das Abholzen riesiger borealer Wälder hat auch enorme Auswirkungen auf ihr Potential als CO₂-Senke.

Nicht konventionelles Öl. In den Worten der Internationalen Energieagentur (IEA): «Es gibt keine allgemein akzeptierte Definition von «nicht konventionellem Öl» im Gegensatz zu «konventionellem Öl». Grob gesagt, wird eine Ölquelle als nicht konventionell bezeichnet, wenn sie Fördertechnologien erfordert, die sich deutlich von denen in den üblichen Lagerstätten, die heute ausgebeutet werden, unterscheiden.»⁶ Die IEA-Definition von nicht konventionellem Öl umfasst Schwerstöl (wobei das aus Kanada und dem Orinoco-Gürtel in Venezuela als die gegenwärtig rentablen Ressourcen betrachtet werden), natürliches Bitumen (Ölsande) aus Kanada, chemische Zusätze, GtL-Kraftstoffe, Kohleverflüssigung sowie Ölschiefer.⁷ Die US Energy Information Administration (EIA, das ist die Energieinformationsbehörde der USA) stellt fest: «Was zu einem bestimmten Zeitpunkt als «nicht konventionell» gilt, ist das Ergebnis einer komplexen Interaktion zwischen Eigenschaften der Ressource, der verfügbaren Explorations- und Fördertechnologien, des aktuellen ökonomischen Umfelds sowie Umfang, Häufigkeit und Dauer der Förderung aus der Ressource. Es ist unausweichlich, dass die Wahrnehmungen dieser Faktoren sich im Laufe der Zeit wandeln und sich bei verschiedenen Akteurinnen und Akteuren, die den Begriff benutzen, unterscheiden.»⁸ In den 1960er und 1970er Jahren bezog sich «nicht konventionell» auf die Tiefseevorkommen, die aufgrund der damals neuen Technologie zugänglich wurden. Die Definition von «nicht konventionell» ist also veränderlich: Andere mögen Ressourcen je nach Dichte bzw. API-Grad der Kohlenwasserstoffressource oder der Lage des Vorkommens als nicht konventionell klassifizieren – und dabei die für den Zugriff darauf eingesetzte Technologie außer Acht lassen. In diesem Papier ist «nicht konventionell» ein übergreifender Begriff für geringerwertige Ressourcen, die technisch schwieriger zu erschließen und zu fördern sind

und eine Verarbeitung erfordern, die meist höhere Mengen CO₂-Emissionen bedeutet.

Öl mit hoher CO₂-Intensität. Bei der Erörterung des Themas «nicht konventionelles Öl» verwenden wir den Begriff «Öl mit hoher CO₂-Intensität» quasi als Kurzbezeichnung für «Öl, das CO₂-intensive Produktionsprozesse mit sich bringt». Der Grund dafür ist, dass dieser Begriff das Schlüsselproblem zusammenfasst: Die Vorhaben bedeuten eine «Re-CO₂isierung» bzw. eine Intensivierung des CO₂-Ausstoßes unserer Energieträger in einer Zeit, in der die gegenteilige Entwicklung nötig ist, wenn wir den Klimawandel aufhalten wollen.

«**Frontier oil**» (etwa: «Öl aus Grenzbereichen») bedeutet die Exploration von Ressourcen in neuen geologischen Lagen, in denen die Kosten und Risiken (technischer und finanzieller, evtl. auch politischer Natur) hoch sind. Zum Beispiel benannte ein Bericht die folgenden Bereiche als die nächsten «neuen frontiers für Öl»: Westafrika (Sierra Leone, Liberia, Sao Tomé und Príncipe), die Ultra-Tiefsee im Golf von Mexiko, die westliche Sahara, die Falkland-Inseln, Uganda, die Bahamas und die Arktis.⁹ Der Begriff «frontier oil» wird meist verwendet, um die schwierige Exploration von konventionellen Ressourcen zu bezeichnen, ob an Land oder Offshore.

Steam-assisted gravity drainage (SAGD) ist eine Fördermethode für Schweröl, bei der zwei parallele L-förmige Bohrungen in ca. 5 m Abstand voneinander verwendet werden. «Durch das obere Bohrloch wird Dampf in die Lagerstätte eingespeist. Der Dampf steigt nach oben und dehnt sich aus. Das dabei erwärmte Schweröl wird dünnflüssiger und läuft ins untere Bohrloch ab. Von dort wird es dann gefördert.»¹⁰

TEIL 1

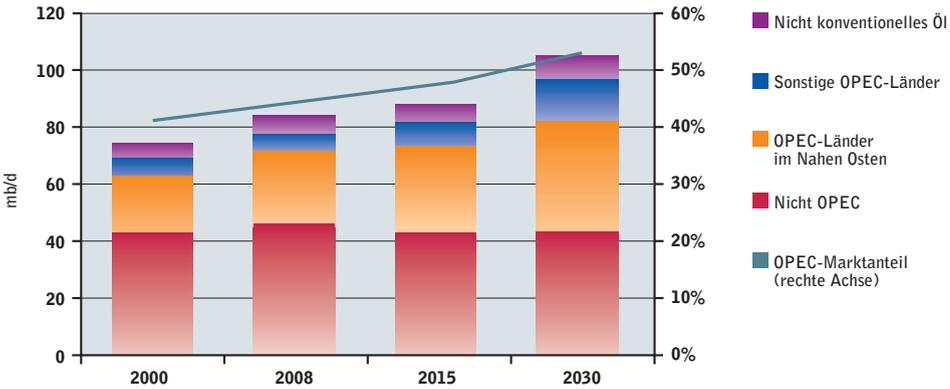
Der Weg in den Abgrund: Was steckt hinter der zunehmenden Ausbeutung von Marginal Oil?

Im Jahr 2011 prognostizierte die IEA folgendes: Verglichen mit 2010, als 69 Millionen Barrel konventionellen Öls pro Tag (Mbbpd, «million barrels per day») gefördert wurden, werden 2035 lediglich 22 Mbbpd, also 47 Mbbpd weniger, zur Verfügung stehen.¹¹ Vorausgesetzt, die Nachfrage steigt und das politische Umfeld ist dem heutigen sehr ähnlich (von der IEA als «Szenario der gegenwärtigen Politik» bezeichnet) werden ca. 67 Mbbpd an neuer Kapazität bis 2035 gewonnen werden müssen.¹² Ein großer Teil dieser Nachfrage wird wahrscheinlich von der OPEC befriedigt werden, die nach wie vor den allergrößten Teil des verbleibenden leicht zu fördernden Öls kontrolliert (siehe Abbildung 2). Die IEA behauptete auch, dass die Förderung konventionellen Öls durch Nicht-OPEC-Länder um 2010 ihren Höhepunkt erreicht haben und der größere Teil des zukünftigen Zuwachses in Nicht-OPEC-Ländern beim nicht konventionellen Öl stattfinden wird.¹³

In Übereinstimmung mit diesen Trends verlagert sich die Ölbranche seit 10 Jahren zunehmend in Richtung der Förderung nicht konventionellen Öls, etwa Teersanden, und dringt in Grenzbereiche vor, beispielsweise in der Ultra-Tiefsee und der Offshore-Arktis. Diesen Ölressourcen ist die Tendenz gemein, die ohnehin schon hohen sozialen und ökologischen Auswirkungen gegenwärtiger Ölförderung sowie ihre hohen finanziellen Kosten zu vervielfachen. Aus diesem Grund nennen wir sie – wie gesagt – «Marginal Oil».

Welche ökonomischen und politischen Faktoren treiben diesen Vorstoß zum Marginal Oil aber voran?

Abbildung 2: Ölförderung nach Quellen aufgeschlüsselt



Quelle: World Energy Outlook 2009¹⁴

Allgemein gilt die Erschöpfung des «leichter zu fördernden» Öls als Hauptgrund für den Vorstoß zum Marginal Oil, und dies ist gewiss nicht ganz falsch. Es sind allerdings hauptsächlich politische Faktoren, die den Zugang zum verbleibenden leicht zu fördernden Öl einschränken. Daher wird der Vorstoß an die Grenzen primär von den großen internationalen Ölkonzernen betrieben. In manchen Fällen, etwa den Pre-Salt-Ressourcen in der Ultra-Tiefsee vor Brasilien oder dem Schwerstöl in Venezuela, spielen nationale Ölkonzerne eine führende Rolle, aber es sind meist die internationalen Ölkonzerne, die die dafür erforderliche Technologie entwickelt haben.

Das Handeln von nationalen wie internationalen Konzernen wird von den ökonomischen Kräften von Angebot und Nachfrage auf globaler Ebene sowie von Bedenken hinsichtlich der zukünftigen Energiesicherheit getrieben. Angesichts der stetig ansteigenden Kosten der Ausbeutung dieser Ressourcen – finanzieller, sozialer und ökologischer Natur – stellt sich die Frage nach den Grenzen. Mit anderen Worten: Wird der Status Quo der Energiepolitik bis zu dem Punkt beibehalten, an dem die Kosten für die Gesellschaft die Vorteile überwiegen? In welchem Maß untergräbt diese Unbeweglichkeit den Übergang zu saubereren und effizienteren Energiesystemen?

Außerdem: Treffen Aussagen der Ölkonzerne über die Dynamiken von Angebot und Nachfrage zu, oder sind sie eigennützig und dienen dem Ziel, den Status Quo beizubehalten? Es lässt sich hier natürlich argumentieren, dass sich die öffentliche Debatte über Energiesicherheit insbesondere in den USA hauptsächlich auf angebotsseitige Fragen statt auf nachfrageseitige Lösungen konzentriert.

1.1 Internationale Ölkonzerne: Das Problem des schwindenden «leicht zu fördernden Öls»

Im Jahr 2008 verkündete Jeroen van de Veer, der damalige CEO von Shell, dass die Ära des «leicht zu findenden» Öls zu Ende sei.¹⁵ Vielleicht wäre die Aussage

zutreffender gewesen, dass die Ära des «leicht zu fördernden» Öls für internationale Ölkonzerne wie Shell endgültig vorbei ist.¹⁶

In der These, dass das leicht zu fördernde Öl knapp wird, steckt ein wahrer Kern. Obwohl es 70.000 bekannte Ölfelder gibt, entfällt ungefähr die Hälfte der globalen Fördermenge auf etwa 100 «riesige» Felder.¹⁷ Viele dieser Felder haben ihren Höhepunkt bereits überschritten, oder er wird für die nahe Zukunft erwartet.¹⁸ In manchen Orten, etwa im Irak, gibt es leicht zu förderndes Öl, aber politische und Sicherheitsbedenken werden dessen Förderung auf absehbare Zeit wahrscheinlich einschränken.¹⁹

Die Erkenntnis über die sich beschleunigende Erschöpfung konventioneller Ölfelder sowie die Skepsis bzgl. der Fähigkeit der Branche, ausreichende neue Kapazitäten in Betrieb zu nehmen, haben die Sorge wegen «Peak Oil» ausgelöst, also die Vorstellung, dass die Welt die Grenzen ihrer Fähigkeiten, die Ölförderung zu erhöhen, entweder bereits erreicht hat oder in Kürze erreichen wird.

Allerdings ist die Peak-Oil-These umstritten, vor allem deswegen, weil die Ölbranche stets gelernt hat, Ölressourcen weiter zu strecken, und zwar durch technologische Durchbrüche, die die Erschließung von Erdöl ermöglichen, das vorher als nicht erschließbar oder als nicht wirtschaftlich zu fördern galt. Diese technologische Entwicklung ist primär von den internationalen Ölkonzernen vorangetrieben worden, denn sie sind viele Jahre lang vom leicht zu fördernden Öl ausgeschlossen worden, bzw. ihnen wurde nur sehr begrenzter Zugang dazu gewährt.

1.2 Schwindender Zugang für internationale Ölkonzerne

In den 1960er Jahren hatten internationale Ölkonzerne Zugang zu etwa 85 Prozent der globalen Ölreserven. Heute ist diese Zahl auf etwa 6 Prozent gesunken.²⁰ Dieser Rückgang ist hauptsächlich das Resultat eines ansteigenden Ressourcennationalismus in den Öl fördernden Ländern, der den internationalen Ölkonzernen den Zugang zu den ergiebigsten Ressourcen der Welt einschränkt und verwehrt. Die Erschöpfung von Ölfeldern, vor allem in der Nordsee und den Vereinigten Staaten, die von den 1970er bis 1990er Jahren wichtige Standbeine für die internationalen Ölkonzerne waren, hat in den letzten Jahren ihre Reserven ebenfalls verringert.²¹

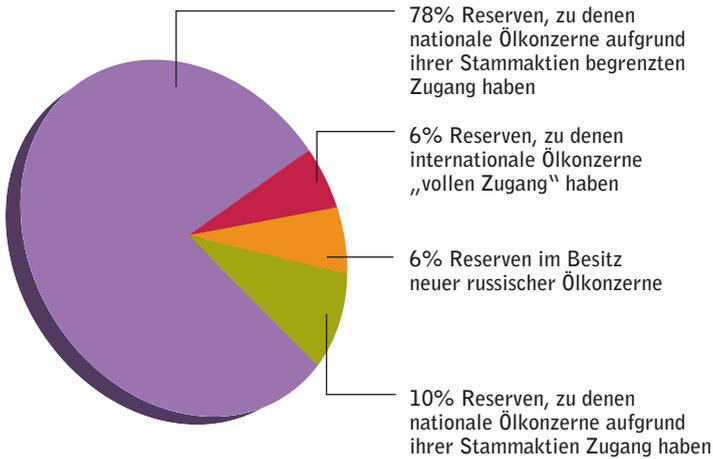
1.3 Anhaltender Ressourcennationalismus: Ein zunehmend schwieriges Geschäft für internationale Ölkonzerne

Ressourcennationalismus – hier als die Tendenz Öl exportierender Staaten, den Zugang internationaler Ölkonzerne zu begrenzen und staatliche Kontrolle über die Ausbeutung von Ölressourcen durchzusetzen – ist nicht neu.²² Bis in die 1960er Jahre wurde ein Großteil des Öls im Nahen Osten noch von britischen, französischen und US-amerikanischen Ölkonzernen gefördert. Sie hatten aufgrund der Macht der Kolonialstaaten, die sie repräsentierten, unbegrenzte

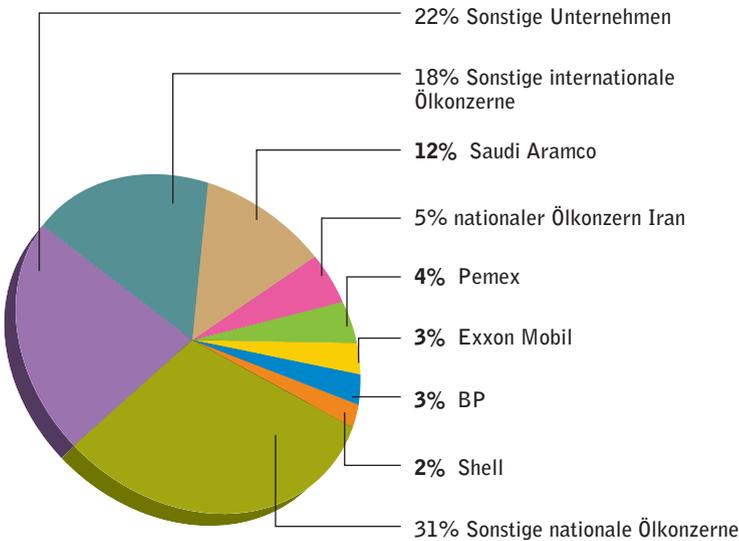
Möglichkeiten – eine Tatsache, die die anhaltende Attraktivität des Ressourcen-nationalismus in der Region erklären mag.

Abbildung 3: Zugang der internationalen und nationalen Ölkonzerne zu Reserven sowie Anteile an der Förderung

Zugang zu Reserven:



Anteile an der Förderung:



Quelle: Arthur D. Little, Januar 2010²³

Allerdings endete einer der ersten Versuche der pauschalen Verstaatlichung im Nahen Osten so katastrophal, dass er anderen Ländern als abschreckendes Beispiel diente und eine Erklärung für das langsame Tempo der Verstaatlichung in den unmittelbar darauf folgenden Jahrzehnten ist.²⁴ Der demokratisch gewählte

Premierminister des Iran, Mohammad Mossadegh, versuchte 1951 der Anglo Iranian Oil Company (aus der später BP hervorging) die Kontrolle über die Ölrressourcen des Landes zu entreißen. Die Konsequenz: zwei Jahre wirtschaftliche und politische Turbulenzen im Land, denn die Ölbranche kam zum Erliegen und Großbritannien finanzierte mit Unterstützung der USA mehrere oppositionelle Fraktionen, was letztlich 1953 zu einem Coup führte.²⁵ Mossadegh verbrachte den Rest seines Lebens unter Hausarrest, und das iranische Öl fiel wieder in die Hände eines Konsortiums von Konzernen in ausländischem Besitz.

Obgleich in den 1960er Jahren einige Bedingungen neu verhandelt wurden, da die Staaten des Nahen Ostens sich bemühten, einen größeren Teil der Einnahmen aus der Ölförderung zu bekommen, ist es diesen Staaten erst in den 1970er Jahren gelungen, die vollständige Kontrolle über ihre Ölreserven von den internationalen Ölkonzernen zurückzuholen.²⁶ Niedrige Ölpreise seit Mitte der 1980er Jahre brachten die Ölfördernden Staaten jedoch dazu, nach Möglichkeiten zu suchen, durch Steigerung der Fördermengen ihre Einnahmen zu erhöhen. Da sich die schwieriger zu fördernden Lagerstätten als Herausforderung für die nationalen Ölkonzerne erwiesen, öffneten manche Staaten in der Region (mit Ausnahme Saudi-Arabiens) den internationalen Ölkonzernen wieder die Tür.²⁷

Mit dem Ende der Sowjetunion 1991 öffnete sich für die internationalen Ölkonzerne eine ganze neue Region mit potentiellen Ressourcen. Neue unabhängige Staaten, etwa Kasachstan und Aserbaidschan, forderten internationale Ölkonzerne auf, sie bei der Erschließung von Ressourcen, die der Sowjetstaat nicht ausgebeutet hatte, zu unterstützen. Obwohl viele dieser Projekte schwieriger zu entwickeln waren als das Öl des Nahen Ostens, das sie wegen des Ressourcennationalismus in den 1970er Jahren verloren, erlebten die internationalen Ölkonzerne erneut einen Aufschwung, und viele wuchsen infolge einer Welle von Fusionen und Übernahmen in dieser Zeit exponentiell.

Aber das Wiederaufleben war nicht von Bestand. Anfang und Mitte der 2000er Jahre haben Russland, Kasachstan, Venezuela, Ecuador und Bolivien entweder ganze Felder wieder unter staatliche Kontrolle genommen oder die Verträge neu verhandelt, so dass sie den Staat begünstigten.²⁸ Offenbar rollte eine neue Welle des Ressourcennationalismus.

Steigende Ölpreise in dieser Zeit sollen eine der Haupttriebkraft für diese erzwungenen Neuverhandlungen gewesen sein. Wenn die Preise niedrig sind, steht weniger Kapital zur Verfügung, und Staaten haben eine schwächere Position, denn Wettbewerb um Ressourcen gibt es unter den Ölkonzernen nur begrenzt. Staaten neigen dazu, leichteren Bedingungen zuzustimmen, um Investitionen aus dem Ausland zu fördern. Bei steigenden Preisen wachsen die Begehrlichkeiten der Staaten nach den dadurch generierten Einnahmen, und sie versuchen, einen größeren Anteil des aus ihrer Sicht ihnen zustehenden Reichtums einzustreichen.²⁹

Die in den 2000er Jahren steigenden Ölpreise waren außerdem für Unruhen und Konflikte in schlecht regierten, Öl exportierenden Staaten in Afrika mitver-

verantwortlich. Konflikte in Nigeria, im Tschad und im Sudan haben die Ölförderung gestört, neue Projekte gefährdet und dabei die Hoffnungen einiger internationaler Ölkonzerne untergraben, Afrika könne eine neue große Förderregion werden.³⁰ Obwohl diese Konflikte den Zugang der internationalen Ölkonzerne zu diesen Ländern (mit Ausnahme des Sudan) nicht völlig versperrt haben, haben sie die Aussichten auf steigende Förderung dort stark eingeschränkt.

Ein Beispiel aus der jüngeren Zeit ist die Art und Weise, in der Exxon gezwungen wurde, sich vom Kauf eines 4 Milliarden US-Dollar schweren Anteils an Ghanas enormen neuen Offshore-Feld Jubilee zurückzuziehen. In den Worten einer Quelle: «Der Ölgigant musste den Deal aufgrund extremen Drucks seitens der Regierung von Ghana und starken Widerstands des staatlichen Ölkonzerns, Ghana National Petroleum Corporation (GNPC), rückgängig machen.»³¹ Berichten zufolge wollte die GNPC das letzte Wort darüber haben, welche Unternehmen am Joint Venture beteiligt sein würden, denn dieses Projekt hat eine Schlüsselstellung für die Wirtschaft des Landes. Dazu gehörte die Option, dass der staatliche Konzern selbst mit chinesischer Finanzierung auf einen Anteil bieten und potentiell den chinesischen Konzern CNOOC sowie einen weiteren großen Ölkonzern mit einbinden würde.³²

In manchen Kreisen gilt das Wiederaufleben des Ressourcennationalismus in den 2000er Jahren für ein besonders wirkmächtiges und dauerhaftes Phänomen,³³ und zwar nicht nur, weil man für eine geraume Zeit mit hohen Ölpreisen rechnet, sondern auch aus anderen Gründen. Die sich herausbildende Rolle von nationalen Ölkonzernen als Partner in der Ölförderung im Ausland ist dabei ein wichtiger Faktor (siehe unten). Dazu kommen die gewaltigen politischen Folgen des Irak-Krieges sowie sich intensivierende Reaktionen gegen die Globalisierung. In vielen dieser Staaten, insbesondere im Nahen Osten, ist die Anwesenheit internationaler Ölkonzerne derzeit besonders missliebig, was der zugrundeliegenden und fortdauernden ideologischen Unterstützung für den Ressourcennationalismus weiteren Auftrieb verleiht.

Daher stehen die internationalen Ölkonzerne am Ende des Ölbooms der 2000er Jahre hinsichtlich des Zugangs zu den Reserven der Welt nicht sicherer da. Die sich beschleunigende Erschöpfung von Ölfeldern, die in politisch stabilen und freundlichen Territorien liegen und in den letzten 30 Jahren eine tragende Säule der Ölkonzerne waren, verschärft diese Unsicherheit bezüglich des Zugangs weiter. Es handelt sich dabei vor allem um die Nordsee inklusive Norwegen, die Vereinigten Staaten sowie konventionelle Ressourcen in Kanada.

1.4 Der Rückgang der freundlichen, stabilen Ölstaaten

Obwohl die internationalen Ölkonzerne in den 1960er Jahren Zugang zu Ressourcen im Nahen Osten verloren, wurde dies teilweise durch die Ausbeutung von Offshore-Öl in politisch stabilen und freundlich gesinnten Ländern kompensiert. Die Nordsee, im Herzen Nordeuropas, wurde für die internationalen Ölkonzerne insbesondere seit Anfang der 1970er Jahre zum bedeutendsten neuen

Ölfördergebiet. Das Nordseeöl boomte während der 1970er und 1980er Jahre, aber die Förderung erreichte zwischen 1999 und 2001 ihre Spitze. Nirgendwo sonst auf der Welt geht die Förderung so rasch zurück wie in der Nordsee.³⁴ Zwar geht die Exploration weiter, und es gibt einige Fortschritte beim Bemühen, die Nutzungsdauer der Nordseeölfelder zu verlängern, aber es besteht lediglich die Hoffnung auf eine Verlangsamung des Trends, nicht auf seine Umkehr. Der Boom des Nordseeöls ist vorbei.

In der stärksten Ölregion der Welt, den USA (ohne Alaska und Hawaii), sinkt die Ölförderung seit den 1970er Jahren. In den 1970er und 1980er Jahren war die Onshore-Förderung in Prudhoe Bay/Alaska eine wichtige Wachstumsquelle für internationale Ölkonzerne. Allerdings weist diese Gegend heute die steilste Abnahme aller großen Fördergebiete der USA auf.³⁵ In Kanada, wo die Förderung von Teersanden jetzt die Ölförderung dominiert, sinkt die Förderung von konventionellem Öl seit etlichen Jahren.³⁶

Ölressourcen in anderen Ländern, die für internationale Ölkonzerne als freundlich und stabil gelten, etwa Japan, Südkorea, Australien und Neuseeland, sind ebenfalls begrenzt. Diese Länder haben niemals wirklich das große Wachstumspotential gehabt, das die internationalen Ölkonzerne suchen, und die dortigen begrenzten Ressourcen gehen bereits zurück.³⁷

Daher gibt es wenig Aussicht für die internationalen Ölkonzerne, ihr gegenwärtiges Niveau konventioneller oder leicht zu habender Ölförderung aufrechtzuerhalten. Dies liegt an der abnehmenden Förderung in Regionen, in denen der Zugang relativ einfach ist, und daran, dass der Zugang stark eingeschränkt oder zu riskant ist in Regionen, in denen leicht zu habende und ergiebige Reserven konventionellen Öls noch existieren. Aus diesen Gründen setzen sich die internationalen Ölkonzerne seit einiger Zeit mit Fragen des Zugangs und der Erschöpfung auseinander, und dies erklärt, warum sie Technologien entwickeln, mit der zunehmend schwierige und marginale Quellen von Öl erschlossen werden können.

1.5 Die Herausforderung durch nationale Ölkonzerne und Erdöldienstleister

Ein weiterer Faktor, der den Druck auf die internationalen Ölkonzerne erhöht, sich um marginale Ressourcen zu bemühen, ist, wie gesagt, die aufkommende Stärke von nationalen Ölkonzernen in der internationalen Arena. Nationale Ölkonzerne schmieden miteinander Partnerschaften, etwa diejenige zwischen dem chinesischen Staatsunternehmen China National Petroleum Corporation (CNPC) und der Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) in Venezuela, sowie zunehmend auch mit privaten Erdöldienstleistern.³⁸ Nationale Ölkonzerne erhofften sich einst technische Unterstützung sowie Investitionen von den großen internationalen Ölkonzernen, heute jedoch wenden sie sich an unabhängige Dienstleister für technische Hilfe, und sie finanzieren Projekte aus ihren eigenen enormen Kapitalreserven.³⁹ Ein Beleg neueren Datums dafür ist die erfolgreiche

Aktienemission von Petrobras in Höhe von 70 Milliarden US-Dollar im September 2010, die größte aller Zeiten.⁴⁰

Einige erfahrene Analytistinnen und Analysten halten diesen Trend für eine «Infragestellung des gegenwärtigen Geschäftsmodells der internationalen Ölkonzerne, möglicherweise in ebenso dramatischem Ausmaß wie die Veränderungen der späten 1960er und frühen 1970er Jahre».⁴¹

Es ist aber nicht nur so, dass die nationalen Ölkonzerne den internationalen Ölkonzernen bei Vertragsabschlüssen zuvorkommen, vielmehr ist der Charakter der verbleibenden Geschäfte auch einem Wandel unterworfen. Anstatt mittels Bezugsrechten an Erdöl Stammaktien an einem Ölfeld zu erhalten, müssen internationale Ölkonzerne zunehmend neue Arrangements akzeptieren, etwa Kapitalbeteiligungen und Arrangements auf Honorarbasis.⁴² Sicherlich lässt sich bei diesen neuen Arrangements Geld verdienen, aber sie lassen einen Schlüsselfaktor des Unternehmenswerts von Ölkonzernen außen vor: die Erneuerung von Reserven. Viele dieser Arrangements bedeuten, dass das Eigentum an den jeweiligen Reserven beim Staat oder dem nationalen Ölkonzern verbleibt. Dies ist besonders problematisch, wenn Investoren von Ölkonzernen verlangen, dass sie die Reserven-Erneuerungsrate bei mehr als 100 Prozent halten, obwohl dies zunehmend schwieriger wird.

1.6 Druck seitens der Investoren: Wedelt der Schwanz mit dem Hund?

Internationale Ölkonzerne sind Börsenunternehmen, d.h. sie gehören Aktionären, die an Börsen in aller Welt mit Aktien handeln – im Falle der fünf großen internationalen Ölkonzerne an den Börsen in London und New York (bzw. Paris und New York für Total). Institutionelle Investoren – Pensionsfonds, Kapitalanlagegesellschaften, Investmentfonds und Versicherungsgesellschaften – halten das Gros der Anteile,⁴³ und sie beschäftigen Analysten, um einzelne Unternehmen zu bewerten und Empfehlungen auszusprechen, ob Aktien einer bestimmten Firma ge- oder verkauft werden sollen. Häufig sind Analysten auf bestimmte Sektoren spezialisiert, etwa Öl und Gas, Pharma etc.

Viermal im Jahr veröffentlichen internationale Ölkonzerne ihre Geschäftsergebnisse. Sie berichten außerdem jährlich bei der Hauptversammlung und erstellen ein Strategie-Update – insbesondere letzteres ist auf die Kommunikation mit den spezialisierten Sektoranalysten ausgerichtet. Insgesamt stehen die Unternehmen unter enormem Druck zu zeigen, dass sie gute Leistungen erbringen und die richtigen strategischen Entscheidungen treffen, um auch in Zukunft erfolgreich zu sein.

Die Analysten untersuchen eine Reihe wichtiger Kennziffern, um die Leistung von Unternehmen zu bewerten. Für Ölkonzerne ist die Reserven-Erneuerungsrate ein wichtiger Indikator. Sie misst die Menge nachgewiesener Reserven, die im Laufe des Jahres zu den Reserven des Unternehmens hinzugekommen sind, im Verhältnis zur geförderten Menge Öl und Gas.⁴⁴ Investoren wollen eine Rate von mehr als 100 Prozent sehen. Das bedeutet: Wenn ein Unternehmen in einem

Jahr eine Milliarde Barrel fördert, wollen die Investoren sicher sein, dass es den Zugang zu einer weiteren Milliarde Barrel gesichert hat, die zu einem späteren Zeitpunkt gefördert werden können. Wenn die Reserven-Erneuerungsrate dauerhaft weniger als 100 Prozent beträgt, gehen dem Unternehmen im Grunde genommen die Öl- und Gasreserven aus.

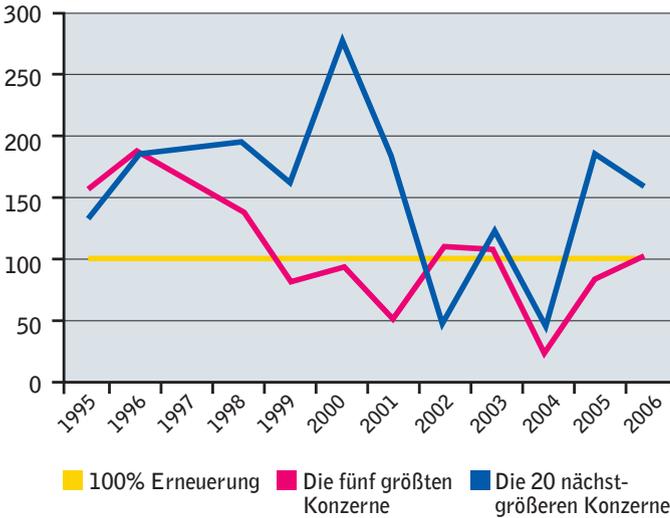
Die Reserven-Erneuerungsrate ist zwar nur eine unter vielen verwendeten Kennziffern, doch sie fordert starke Leistung in einem Bereich, der außerhalb der einfachen Generierung von Profiten oder Kapitalrenditen liegt: nämlich der fortdauernden Neuakquisition eines schnell schwindenden Rohstoffs.

Obwohl Investoren die Unternehmen nicht dazu zwingen, in den Besitz riskanter Reserven zu kommen, um eine hohe Reserven-Erneuerungsrate beizubehalten, besteht bei beiden Seiten trotzdem die Erwartung, dass der Status Quo der Reserven zu erhalten ist.

Die Leistungen der größten internationalen Ölkonzerne waren in den späten 1990er und frühen 2000er Jahren von schwachen Reserve-Erneuerungsraten gekennzeichnet (siehe Abbildung 4). Den Unternehmen wurde vorgeworfen, sich auf die Generierung kurzfristiger Profite auf Kosten der Erneuerung von Reserven zu konzentrieren.⁴⁵ Dieses Thema erlangte die Aufmerksamkeit einer breiteren Öffentlichkeit, als der Skandal um die Reserven von Shell Anfang 2004 bekannt wurde.⁴⁶

Als man enthüllte, dass Shell seit Jahren einen Teil der wahrscheinlichen Reserven als nachgewiesene Reserven verbucht hatte, musste das Unternehmen 4,47 Milliarden Barrel Öleinheiten (etwa 20 Prozent seiner nachgewiesenen Reserven) in seinen Büchern herunterstufen. Der Aktienkurs von Shell stürzte ab, Köpfe rollten und das Unternehmen bemüht sich nun seit Jahren darum, seinen Ruf wiederzuerlangen und den Umfang seiner Reserven zu vergrößern. Shells darauf folgende Akquisitionen von Teersanden haben zur Folge, dass kanadische Teersande 30 Prozent aller Ressourcen des Unternehmens ausmachen.⁴⁷

Abbildung 4: Reserven-Erneuerungsrate der 25 größten internationalen Ölkonzerne 1995-2006



Quelle: Jaffe and Soligo, 2007

Abbildung 4 zeigt die enttäuschenden Reserven-Erneuerungsrate der größten internationalen Ölkonzerne im Zeitraum von Mitte der 1990er bis Mitte der 2000er Jahre (in dieser Analyse handelt es sich bei den «Großen 5» um BP, Shell, ExxonMobil, ChevronTexaco und ConocoPhillips). Allerdings zeigt sich eine Verbesserung gegen Ende dieses Zeitraums.

Eine neuere Analyse⁴⁸ der Zuwächse an Reserven der größten internationalen Ölkonzerne zeigt, dass viele dieser Unternehmen seit 2005 höhere Reserven-Erneuerungsrate erzielt haben, indem sie zunehmend auf Teersande setzten, um die Förderung des rapide schwindenden konventionellen Öls zu ersetzen. Ohne zusätzliche Teersande als Reserven hätten vier der sechs größten internationalen Ölkonzerne 100 Prozent nicht erreichen können (siehe Abbildungen 5 und 6).

Abbildung 5: Teersandreserven aller hinzugekommener Reserven 2005-09 in Prozent (Schätzungen)⁴⁹

Unternehmen	Als Prozentsatz aller hinzugekommener Reserven	Als Prozentsatz aller hinzugekommener flüssiger Reserven
ConocoPhillips ⁵⁰	39%	71%
ExxonMobil ⁵¹	20%	51%
Shell ⁵²	16%	34%
Total ⁵³	10%	26%
Chevron ⁵⁴	3%	7%
BP	0%	0%
Mittelwert (ohne BP) ⁵⁵	19,8%	42,6%

Quelle: Oil Change International, Greenpeace UK und Platform, 2011⁵⁶

Abbildung 6: Reserven-Erneuerungsrate für den Zeitraum 2005-2009 in Prozent⁵⁷

Unternehmen	Reserven-Erneuerungsrate	Reserven-Erneuerungsrate ohne Teersande ⁵⁸
ConocoPhillips	145%	88%
ExxonMobil	114%	89%
Shell ⁵⁹	127%	106%
Total	85%	76%
Chevron	101%	98%
BP	100%	k. A.
Mittelwert ⁶⁰	112%	92%

Quelle: Oil Change International, Greenpeace UK und Platform, 2011⁶¹

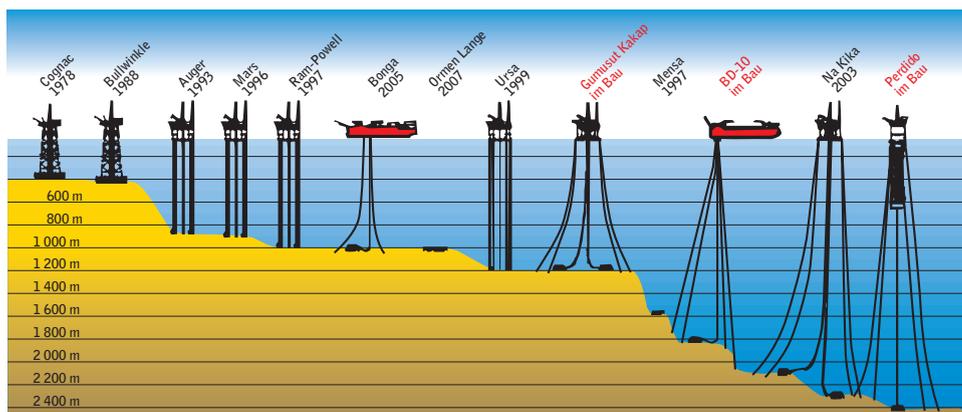
Terminologie zum Thema Reserven

Finanzielle Aufsichtsbehörden schreiben vor, dass Öl- und Gasunternehmen Zahlen über ihre Reserven in Übereinstimmung mit definierten Standards angeben müssen. Die Schätzung von Reserven ist keine exakte Wissenschaft; daher werden sie in Kategorien eingeteilt, u.a. nachgewiesene, wahrscheinliche und mögliche Reserven. Es wird auch eine umfassendere Schätzung verwendet: die Gesamtressourcen. Die Society of Petroleum Engineers hat Standards für die Erstellung solcher Schätzungen entwickelt. Für die größten an der Börse in New York notierten internationalen Ölkonzerne entspricht das Berichtswesen für Reserven den Regeln der Securities and Exchange Commission (SEC, das ist die US-Wertpapier- und Börsenaufsichtsbehörde). Bis Januar 2010 durften Unternehmen den SEC-Regelungen zufolge lediglich nachgewiesene Reserven angeben. Neue Regeln erlauben es mittlerweile Unternehmen, wahrscheinliche Reserven anzugeben, schreiben dies aber nicht vor. Der Reservenskandal von Shell 2004 drehte sich primär darum, dass das Unternehmen Reserven als *nachgewiesen* angab, obwohl sie den SEC-Regeln zufolge technisch als *wahrscheinlich* hätten definiert werden müssen und daher der SEC überhaupt nicht als Reserven zu melden gewesen wären. Die neuen Regeln erlauben es Unternehmen außerdem, nicht konventionelle Ölquellen wie Bitumen und für die Kohleverflüssigung vorgesehene Kohle als Ölreserven anzugeben, wobei solche Ressourcen in der Vergangenheit als Bergbaureserven zu bezeichnen waren.

Nachgewiesene Reserven sind wie folgt definiert: eine geschätzte Menge Öl und Gas, für die geologische und technische Daten mit ausreichender Bestimmtheit zeigen, dass sie in zukünftigen Jahren aus bekannten Lagerstätten unter bestehenden ökonomischen und Betriebsbedingungen gefördert werden kann.⁶²

Gesamtressourcen bezieht sich im Allgemeinen auf sämtliches Öl und Gas, das ein Unternehmen in der Zukunft zu fördern erwartet. Diese Kategorie wird von der SEC nicht anerkannt. Da Gesamtressourcen allerdings gelegentlich offengelegt werden, bietet diese Zahl Erkenntnisse über das Ausmaß der künftigen Abhängigkeit vieler Unternehmen von Marginal Oil. Beispielsweise machen Teersande etwa 8 Prozent der nachgewiesenen Reserven von Shell im Jahre 2008⁶³ aus, jedoch rund 30 Prozent der Gesamtressourcen des Unternehmens.⁶⁴

Abbildung 7: Bohrinseln von Shell in der Tiefsee mit den verschiedenen für die Tiefsee entwickelten Konstruktionstypen⁶⁵



Quelle: Royal Dutch Shell, 2008.

Die hohen Kosten von Marginal Oil

Die Ausbeutung von Öl mit hoher CO₂-Intensität und der Vorstoß in marginale Ressourcen ist eher ein Symptom hoher Ölpreise denn die eine Lösung des Problems hoher Ölpreise. Fast ausnahmslos sind die Kosten der Erschließung und Förderung dieser Ressourcen höher als beim konventionellen Öl.

Kanadische Teersande: Die Erkundungskosten sind niedrig, denn die Ressource befindet sich an Land und dicht unter der Erdoberfläche. Jedoch ist es bei dieser Ressource schwierig festzustellen, welche Menge gefördert werden kann und zu welchen Kosten. Das dickflüssige, schwere Bitumen ist mit Sand, Lehm und Wasser befrachtet und erfordert intensive Aufbereitung, bevor es raffiniert werden kann, um nützliche Produkte zu gewinnen. Nach der Förderung muss das Bitumen von der Erde getrennt

werden. Dieser Vorgang benötigt große Mengen erhitzten Wassers und schafft enorme Mengen Abfall bzw. Abraum.⁶⁶ Das Bitumen muss dann aufbereitet werden, bevor es in einer Raffinerie weiterverarbeitet wird, um Produkte daraus zu gewinnen. (Wenn es mit leichteren Produkten verdünnt wird, kann es in komplexen Raffinerien raffiniert werden.) Bergbauprojekte verursachen außerdem hohe Kosten für Sanierung und Wasseraufbereitung. Ein Shell-Manager sagte kürzlich über das Teersandprojekt Jackpine 1 von Shell, es gehöre zur «teuersten Förderung, die wir haben».⁶⁷ Das 14 Milliarden US-Dollar schwere Projekt wird eine maximale Kapazität von 100.000 b/d haben und soll Ölpreise von mindestens 70 bis 75 US-Dollar pro Barrel erfordern, um profitabel zu sein.

Bei tiefer liegenden Teersanden, die In-Situ-Förderung benötigen, wird das Bitumen unterirdisch mit Hochdruckdampf erhitzt. Die Infrastrukturkosten können zunächst geringer ausfallen als bei Bergbauprojekten, aber die Profitabilität hängt von niedrigen Erdgaspreisen und der Stabilität der Lagerstätte hinsichtlich des Verhältnisses von Dampf zu Öl ab. Manche In-Situ-Projekte haben das erwartete Verhältnis nicht erreicht bzw. nicht über längere Zeit halten können.⁶⁸ Die Erhöhung des Verhältnisses von Dampf zu Öl erfordert mehr Erdgas, was die Kosten steigert. Ein weiterer Kostenaspekt, der eine Ausweitung der Förderung von Teersanden in Alberta in Frage stellt, ist der intensive Wettbewerb um Arbeitskräfte, Ausrüstung und Dienstleistungen in der Region. Der Markt in Alberta gehört zu den teuersten der Welt für Ölfelddienstleistungen und -ausrüstungen, und aufgrund seiner abgelegenen Lage und des spezialisierten Charakters der benötigten Fähigkeiten und Ausrüstungen steht nicht zu erwarten, dass sich an dieser Situation viel ändern wird.⁶⁹

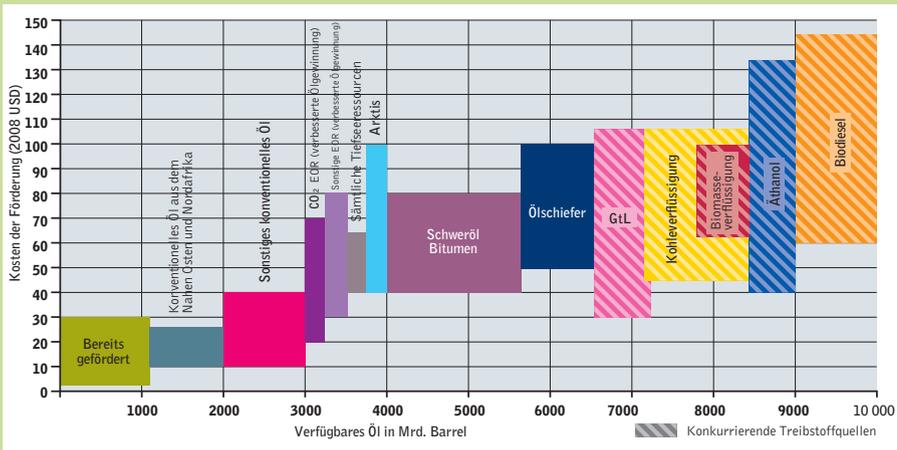
Im Allgemeinen wird die Förderung von Teersanden in Kanada als die teuerste Ölförderung der Welt betrachtet; die IEA hat sie als «the marginal barrel» bezeichnet.⁷⁰ Wenn neue Projekte profitabel sein sollen, müssen die Ölpreise mindestens 60 bis 90 US-Dollar pro Barrel betragen.⁷¹ Die IEA behauptete im Dezember 2010, dass unter Voraussetzung des Preisniveaus von Mitte 2010 «die meisten neuen Projekten in Ölsanden profitabel sein dürften, wenn die Ölpreise über 65 bis 75 US-Dollar pro Barrel liegen.»⁷² Allerdings stellte die IEA ebenfalls fest, dass «die Attraktivität von Investitionen in nicht konventionelles Öl höchst sensibel auf Änderungen der Aussichten des Ölpreises, des Umfangs von Sanktionen auf CO₂-Emissionen und des Niveaus der Ausbeutungskosten im Vergleich mit konventionellem Öl reagiert».⁷³

Folglich ist es wahrscheinlich, dass die Mindestkosten von Teersanden langfristig ansteigen, wenn man CO₂-Kosten und andere Umweltsanierungskosten mit einrechnet. Unter dem «450-Szenario» der IEA würde z.B. ein prognostizierter CO₂-Preis von 120 US-Dollar pro Tonne zusätzliche 5

US-Dollar pro Barrel geförderten Öls bedeuten. Eine Studie schätzte den langfristigen Preis, der erforderlich ist, um alle vorgeschlagenen kanadischen Projekte bis zu den 2040er Jahren umzusetzen, auf zwischen 119 und 134 US-Dollar pro Barrel bei Preisen von 2009.⁷⁴

Dieser zusätzliche Kostenpunkt, kombiniert mit einem niedrigeren Ölpreis – vorausgesetzt, die Nachfrage sinkt, wie z.B. in dem «450-Szenario» der IEA angenommen (d.h. politische Maßnahmen begrenzen die Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre auf 450 ppm CO₂-Äquivalent), – «würde die Wirtschaftlichkeit neuer Projekte in Ölsanden grenzwertig machen und Zweifel über die teuersten Projekte aufwerfen».⁷⁵

Abbildung 8: Kosten der Förderung nach Ressource (ohne Bepreisung von CO₂)



Quelle: IEA Resources to Reserves⁷⁶

Die Grenzbereiche: Extremere Bedingungen, höhere Kosten

Der Vorstoß in tiefere Gewässer wird ebenfalls von in die Höhe schnellenden Kosten begleitet. Sowohl bei Ultra-Tiefsee- als auch bei arktischer Offshore-Förderung beginnt dies mit eskalierenden Kosten der Exploration. Sie vervierfachten sich zwischen 2003 und 2008 aufgrund der Suche nach Öl an immer entlegeneren Orten tausende von Metern in der Tiefe, durch das Bohren in Gestein und unter Salzsichten.⁷⁷ Bohrtürme für Exploration und Förderung werden zunehmend spezialisiert und erfordern mehr hoch bezahltes Personal, mehr hoch entwickelte Ausrüstung und mehr Stahl. Eine Bohrung in ca. 3.000 m Tiefe erfordert ca. 3.000 m Stahlrohre, und die Stahlpreise boomen. In der Arktis erzwingen extreme Witterungsbedingungen die Unterbrechung der Arbeiten im Winter, was die Bohrsaison verkürzt

und die Bohrkosten in die Höhe treibt. Dies kann zur Folge haben, dass die Fertigstellung eines Bohrlochs mehrere Jahre dauert. Schiffe müssen vor Ort sein, um Eisberge vom Kurs auf den Bohrturm wegzuschieben – ein Beispiel für weitere Gefahren. Besonders große Eisberge wiederum erzwingen es, die Bohrtätigkeit einzustellen und den Bohrturm in Sicherheit zu bringen.⁷⁸

Die IEA gibt einen Überblick über die Kosten verschiedener Formen der Ölförderung und wirft damit ein Schlaglicht auf die hohen Kosten der Förderung in der Arktis; sie werden als potentiell höher als für Bitumen ausgewiesen (siehe Abbildung 8). Allerdings ist der Preis für CO₂ noch nicht mit eingerechnet, und mehrere andere Quellen legen nahe, dass für Teersande (Bitumen) und evtl. auch für manche anderen nicht konventionellen Öle das obere Ende dieser Preisskala sicherlich noch nicht erreicht ist.⁷⁹ Der IEA zufolge ist der Ölpreis, bei dem kanadische Teersandprojekte rentabel werden, «vergleichbar mit dem von konventionellen Offshore-Tiefwasserprojekten, aber die Förderung [aus Teersanden] und daher auch die Amortisationsdauer von Investitionen erstreckt sich über einen viel längeren Zeitraum».⁸⁰

Die niedrigen Kosten konventionellen Öls aus dem Nahen Osten und Nordafrika sowie anderer konventioneller Öle sind ebenfalls beachtenswert. Die Aussicht geringerer Nachfrage bedroht Förderer im Nahen Osten und Nordafrika weitaus weniger, und die Ressource bleibt ausreichend, besonders bei geringerer Nachfrage.

1.7 Wachstum an den äußeren Grenzen

Dass die internationalen Ölkonzerne Technologien entwickeln, um schwer zugängliches Öl zu erschließen, ist wahrscheinlich auf den Boom des Nordseeöls in den 1970er und 1980er Jahren zurückzuführen. Die Nordsee konfrontierte sie mit häufig rauen Wetterbedingungen, mit starkem Wind und Wellengang. Dort und im Golf von Mexiko entwickelten die internationalen Ölkonzerne die Fertigkeiten und Technologien, um in gefährlichen und zunehmend tieferen Gewässern Öl zu finden und zu fördern.⁸¹ Die Stabilität der politischen und vertraglichen Rahmenbedingungen, auf die sich die Unternehmen in diesen Regionen verlassen konnten, war ein notwendiger Ausgleich für die finanziellen Risiken der Entwicklung innovativer Technologie zur Erschließung und Förderung der Ressourcen.

In den frühen 1990er Jahren war das Bohren in mehr als 1.000 Fuß (ca. 305 m) tiefen Gewässern, die im Allgemeinen als Tiefsee gelten, alltäglich geworden.⁸² Das Bohren nach Öl und Gas in Gewässern, die tiefer als 5.000 Fuß (ca. 1.524 m) sind, wird offiziell als «Ultra-Tiefsee» bezeichnet und ist heute die neue äußerste Grenze für die Offshore-Ölbranche, da Ressourcen in seichteren Gewässern knapper werden.⁸³ Im Jahre 1986 wurde zum ersten Mal Öl in der Ultra-Tiefsee

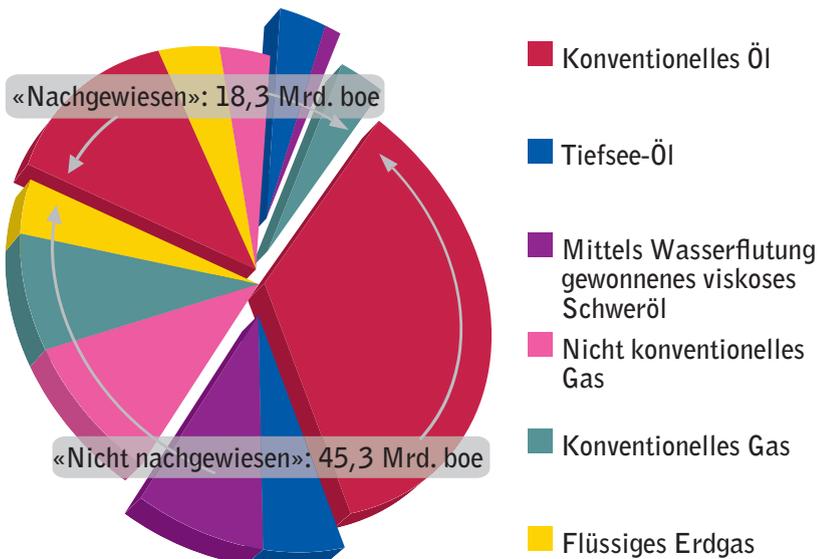
entdeckt, und zwar im Golf von Mexiko.⁸⁴ Im letzten Jahrzehnt ist die Förderung zum Alltagsgeschäft geworden, und gegenwärtig werden etwa 200.000 bpd in der Ultra-Tiefsee gefördert.

Wenngleich das Verschieben der äußersten Grenzen des Offshore-Bohrens eine der Schlüsselaufgaben der internationalen Ölkonzerne für die Weiterentwicklung von Fertigkeiten und Technologien geworden ist, so ist es doch nicht die einzige. Im vergangenen Jahrzehnt haben sich die internationalen Ölkonzerne zunehmend in der Offshore-Arktis, der Förderung der kanadischen Teersande, der Ausbeutung von GtL-Kraftstoffen sowie der Forschung und Entwicklung von Technologien zur Förderung von Ölschiefer engagiert. Beispielsweise machte 2007 die Forschung zur Ausbeutung von Ölschiefer die größte Komponente des F&E-Budgets von Shell aus.⁸⁵

1.8 Zunehmend marginale Reserven⁸⁶

Eine weitere Möglichkeit, die Rolle von Marginal Oil in der zukünftigen Förderung der internationalen Ölkonzerne zu untersuchen, ist die Betrachtung der dadurch offengelegten Gesamtressourcen. Der Begriff «Gesamtressourcen» bezieht sich im Allgemeinen auf sämtliches Öl und Gas, das ein Unternehmen in der Zukunft zu fördern erwartet, und zwar auf der Basis seiner gegenwärtigen Ressourcen. Diese Angaben unterliegen keinen Regeln der SEC und sind von einem Unternehmen zum nächsten nicht konsistent. Dennoch zeigt ihre grafische Darstellung die wachsende Rolle marginaler Ressourcen bei den langfristigen Planungen der Unternehmen (siehe folgende Abbildungen).

Abbildung 9: BP – Nachgewiesene und nicht nachgewiesene Reserven 2009
(boe = barrels of oil)



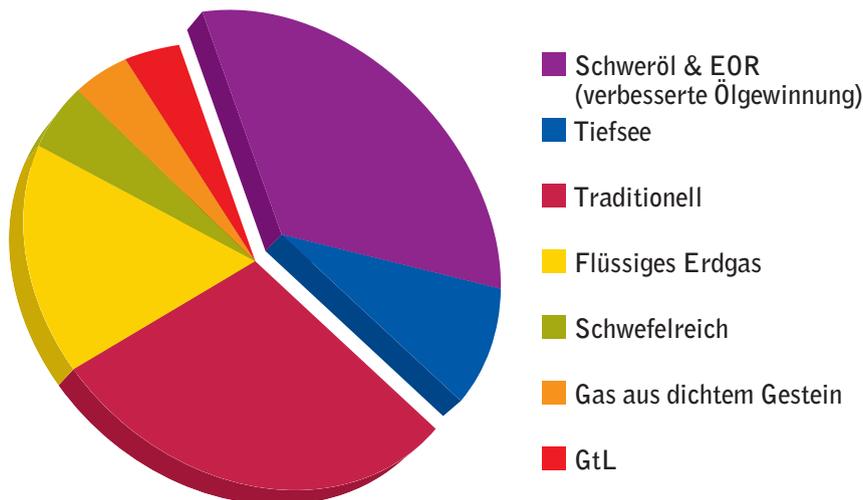
Quelle: BP 2010 Strategy Update⁸⁷

BP weist nachgewiesene Reserven praktischerweise getrennt vom Rest der Ressourcen aus, was einige Einblicke in mögliche künftige Veränderungen der Förderung des Unternehmens ermöglicht. Die Abbildung 9 stammt aus der Zeit vor der Macondo-Katastrophe, weswegen die Verkäufe von Unternehmensteilen, die BP aus diesem Grund durchführen musste, darin nicht widerspiegelt sind. Von den nachgewiesenen Reserven sind «durch Wasserfluten gefördertes dickflüssiges Öl und Schweröl» der kleinste Teil, und dies zeigt, dass BP kaum über Teersandprojekte verfügt, die gegenwärtig entweder produzieren oder im Bau sind. Diese nachgewiesenen Reserven stehen höchstwahrscheinlich hauptsächlich mit Stammaktien an Schwerölprojekten in Venezuela in Verbindung.

Bei den nicht nachgewiesenen Reserven ist diese Schwerölkategorie sehr viel größer. Dies spiegelt die Teersandressourcen in den Stammaktien des Unternehmens am Sunrise-SAGD-Projekt wider. Nach der Projektgenehmigung wird es in die Kategorie der nachgewiesenen Reserven in den Zahlen für das folgende Jahr aufgeführt werden.⁸⁸ Hier sind auch die Ressourcen in der Kirby-Region von Alberta ersichtlich, die seit einiger Zeit im Besitz von BP sind und deren Förderung in Zusammenarbeit mit Devon Energy beginnen könnte.⁸⁹

Kurz vor Veröffentlichung dieser Grafik hat BP außerdem Anteile an der kanadischen Teersandressource von Value Creation gekauft.⁹⁰ Es scheint unwahrscheinlich, dass diese Ressourcen in dieser Grafik berücksichtigt sind. Daher erwarten wir, dass diese Kategorie in folgenden Berichten bedeutend größer sein wird. Die Konzentration von BP auf Tiefseeförderung scheint in beiden Teilen der Grafik stark zu sein. BP erkundet außerdem aktiv neue Ressourcen in der Offshore-Arktis.

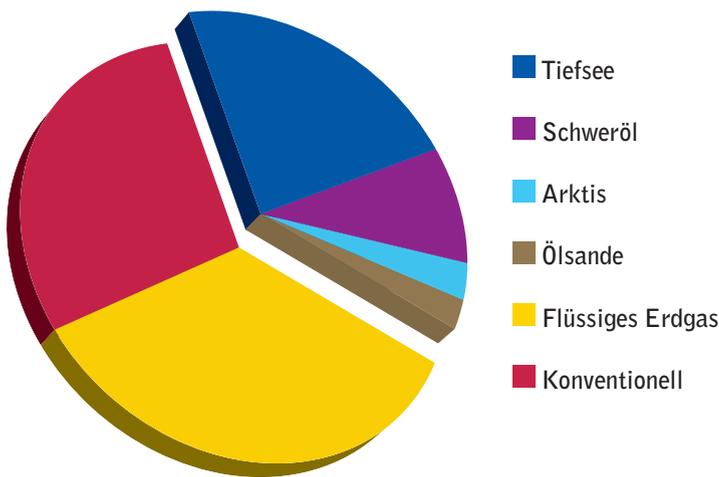
Abbildung 10: Shell – Gesamtressourcen 2008



Quelle: Shell 2008 Strategy Update⁹¹

Von allen sechs Unternehmen ist der Anteil der kanadischen Teersande an den Gesamtressourcen bei Shell einer der höchsten. Im Jahre 2008 gab Shell an, dass diese Grafik 66 Milliarden Barrel Öleinheiten (boe) darstellt, von denen es sich bei 20 Milliarden Barrel (ca. 30%) um kanadische Teersande handelte.⁹² In danach folgenden Publikationen hat das Unternehmen behauptet, dass nur 8,4 Prozent der nachgewiesenen Reserven Teersande sind, während diese Ressource im Jahre 2011 nur 4 Prozent seiner Förderung ausmachen sollte.⁹³ Die starke Gewichtung von Teersandressourcen in den nicht nachgewiesenen Reserven legt aber nahe, dass diese Zahlen zu irgendeinem Zeitpunkt steil ansteigen werden. Shell verfügt außerdem über bedeutende Tiefseeressourcen und erkundet aktiv Öl in der Offshore-Arktis und Ölschiefer in Jordanien.

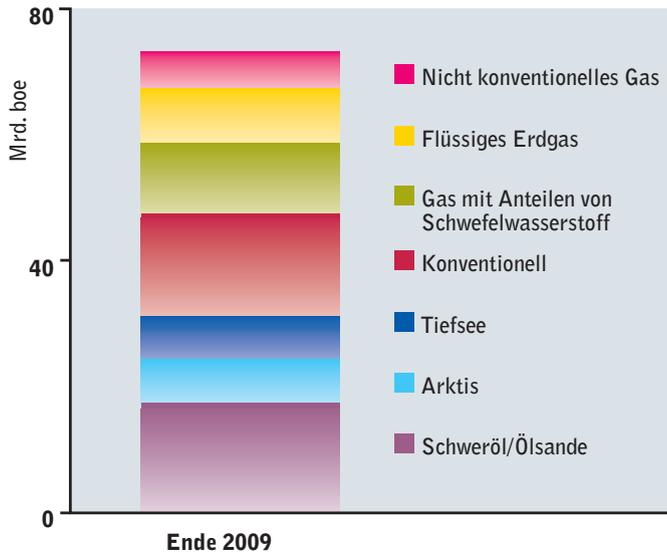
Abbildung 11: Chevron – Gesamtressourcen 2010



Quelle: Chevron 2010 Upstream Strategy Update⁹⁴

Ein sehr großer Prozentsatz der Ressourcen von Chevron befindet sich in der Tiefsee. Das Unternehmen verfügt auch über bedeutende Schwerölressourcen, die in Kalifornien, Indonesien und in Saudi-Arabien konzentriert sind. Schweröl wird meist mittels Dampfdruckverfahren gefördert – einer Technik ähnlich der SAGD-Methode, die in der Teersandförderung eingesetzt wird. Chevron verfügt außerdem über bedeutende kanadische Teersande und arktische Ressourcen.

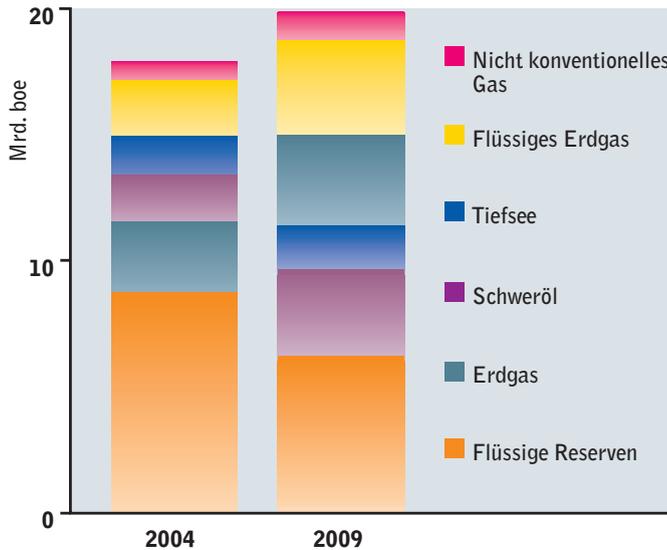
Abbildung 12: ExxonMobil – Ressourcen 2010



Quelle: ExxonMobil analysts presentation 2010⁹⁵

Die Kategorie Schweröl ist in der Grafik zu ExxonMobil sehr groß und stellt wahrscheinlich die kanadischen Teersandreserven des Unternehmens dar, von denen ein Großteil von seinem kanadischen Tochterunternehmen Imperial Oil, das es zu 70 Prozent besitzt, ausgebeutet wird. ExxonMobil operiert weniger in der Tiefsee, verfügt aber über bedeutende Ressourcen in der Arktis.

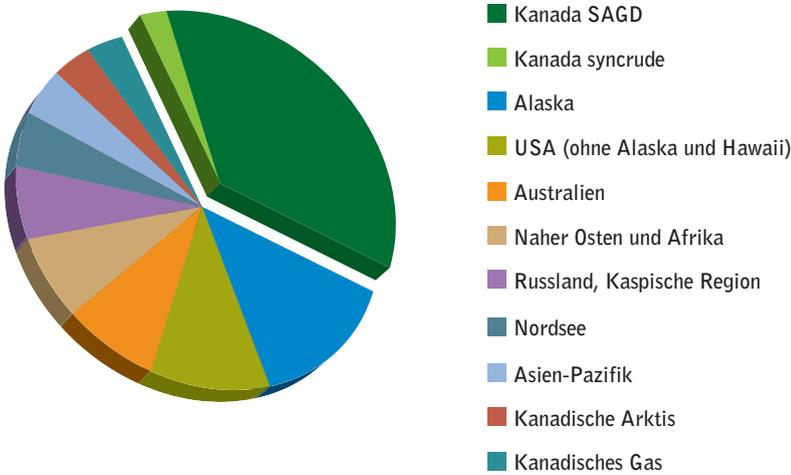
Abbildung 13: Total – Wachstum der nachgewiesenen und wahrscheinlichen Reserven 2004-2009



Quelle: Total 2009 results and outlook⁹⁶

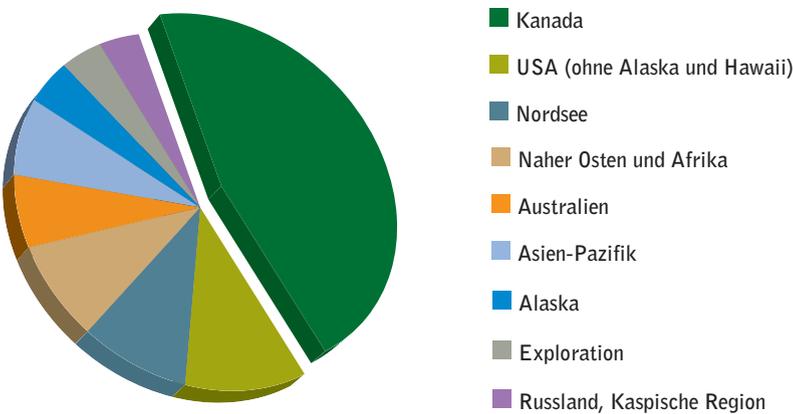
Der Bericht von Total veranschaulicht den Zuwachs der nachgewiesenen und wahrscheinlichen Reserven zwischen 2004 und 2009, was eine Vorstellung der in diesem Zeitraum hinzugekommenen Reserven vermittelt, jedoch nicht der Gesamtressourcen wie bei den anderen Konzernen. Wir können aber folgendes erkennen: Während die Menge der Reserven zwischen 2004 und 2009 anstieg, sind konventionelle flüssige Ressourcen deutlich geschrumpft, und Offshore-Reserven in der Tiefsee, Schweröl (inklusive Teersande) und flüssiges Erdgas sind signifikant gewachsen.

Abbildung 14: ConocoPhillips – Gesamtressourcen nach Regionen 2009



Quelle: ConocoPhillips Analystenkonferenz, März 2010, New York⁹⁷

Abbildung 15: ConocoPhillips – Hinzugekommene Reserven 2010-2014



Quelle: ConocoPhillips Analystenkonferenz, März 2010, New York⁹⁸

Die kanadischen Teersandressourcen von ConocoPhillips sind hauptsächlich In-situ-Ressourcen, die mit der SAGD-Methode gefördert werden; es handelt sich dabei um die größte einzelne Ressource des Unternehmens. Unsere Analyse der in den vergangenen fünf Jahren hinzugekommenen Reserven zeigt, dass diese Ressourcen 39 Prozent der insgesamt hinzugekommenen Reserven ausmachen und erstaunliche 71 Prozent der gesamten hinzugekommenen flüssigen Ressourcen, weitaus mehr als bei den Wettbewerbern.

Die zweite Grafik zu ConocoPhillips zeigt, dass das Unternehmen außerdem erwartet, in den kommenden fünf Jahren größere Mengen aus diesen Ressourcen hinzuzugewinnen. Es zeigt in seiner Präsentation, dass es bis 2019 eine kumulierte jährliche Wachstumsrate von 20 Prozent bei der SAGD-Förderung erwartet.⁹⁹ Es verfügt außerdem über bedeutende Ressourcen in der Arktis Kanadas und Alaskas, von denen ein Teil offshore ist.

1.9 Energiesicherheit – Bringt Marginal Oil wirklich Sicherheit?

Im Laufe des letzten Jahrzehnts haben steigende Ölpreise und wachsende Besorgnis über Peak Oil (das Erdölfördermaximum) das Thema Energiesicherheit auf der politischen Tagesordnung ganz nach oben gebracht. In den Vereinigten Staaten ist Energiesicherheit wiederholt als prioritär in Sachen nationale Sicherheit genannt worden, womit die Klimaschutzbedenken hinsichtlich der Förderung der kanadischen Teersande aus dem Weg geräumt wurden.¹⁰⁰ Die gängige Argumentation lautet: Kanada stellt eine stabile und freundlich gesonnene Ölquelle dar, die nicht den vielfachen Risiken wie Antiamerikanismus, Terrorismus oder Ressourcennationalismus ausgesetzt ist. Die Industrie und ihre Unterstützer in den Regierungen verwenden diese Argumentation häufig, um die Förderung von Teersanden zu rechtfertigen.¹⁰¹

Fragen der Energiesicherheit der USA stecken auch hinter der Forderung (die nach der Deepwater-Horizon-Katastrophe aufgeschoben wurde) nach neuer Offshore-Exploration im US-Kontinentalsockel und dem Vorstoß in die arktischen Offshore-Regionen von Alaska und Kanada.¹⁰² Außerdem konzentrieren sich Energie-Hardliner in Washington zunehmend auf westafrikanische Ölressourcen.¹⁰³

Die Frage der Energiesicherheit ist auch für Jordanien ein Anliegen; deshalb und mangels anderer Quellen will es seine Ölschieferressourcen ausbeuten.¹⁰⁴ Tatsächlich ist die Gelegenheit, bislang unzugängliche Ölressourcen zu erschließen – seien sie im Inland oder in freundlich gesonnenen benachbarten oder sogar fernen Ländern –, für jedes Öl importierende Land eine vordringlich gewordene Strategie. Chinas bilaterale Verträge mit Öl fördernden Ländern von Kasachstan bis Venezuela, die weiter unten noch erörtert werden, sind ein gutes Beispiel dieser Strategie.

In den USA und teilweise auch in China ist die Sorge über Abhängigkeit von der Ölförderung im Nahen Osten die größte Befürchtung. Allerdings erweisen sich die Energiesicherheitsargumente für die Erschließung marginaler Ressourcen bei

näherer Betrachtung als bestenfalls schwach, insbesondere wenn der Vorstoß in Marginal Oil als einzige Lösung für Fragen der Energiesicherheit präsentiert wird. Tatsächlich könnte auch eine unbegrenzte Förderung in freundlich gesonnenen, stabilen Staaten und/oder inländische Ölförderung die Energiesicherheit für die großen Öl importierenden Länder nicht gewährleisten, wenn die Nachfrage nicht stark gesenkt wird.

Energiesicherheitsargument Nr. 1: Marginal Oil aus Nicht-OPEC-Quellen schwächt die Macht des OPEC-Kartells

Dieses Argument lautet wie folgt: Wenn mehr Nicht-OPEC-Öl gefördert wird, wird weniger OPEC-Öl benötigt, was die Macht des Kartells, den Markt zu manipulieren, mindert.

Intuitiv mag dies richtig erscheinen. Da allerdings der Großteil des verbleibenden Nicht-OPEC-Öls Marginal Oil ist, das nur kapitalintensiv, also mit hohen Kosten gefördert werden kann, während die meisten OPEC-Ressourcen nach wie vor relativ billig und einfach in Anspruch genommen werden können, wird sich die Position der OPEC auf dem Markt wahrscheinlich weiter festigen, besonders bei steigender Nachfrage. Das IEA-Referenzszenario prognostiziert, dass die dominante Stellung der OPEC beim globalen Ölangebot trotz der Ausbeutung von nicht-konventionellem Öl und anderer marginaler Ressourcen von 44 Prozent 2008 auf 52 Prozent 2030 wachsen wird.¹⁰⁵

Da die Förderung von Marginal Oil aus Nicht-OPEC-Staaten so teuer ist, behauptet die IEA, dass bei reduzierter Nachfrage entsprechend dem «450-Szenario» der Anteil der OPEC am globalen Ölmarkt tatsächlich mit 55 Prozent geringfügig höher wäre, da viele Marginal-Oil-Quellen bei den niedrigeren Ölpreisen in diesem Szenario unwirtschaftlich würden.¹⁰⁶

Allerdings gibt es in dieser Situation immer noch *mehr* Sicherheit für Öl importierende Länder, denn sie werden signifikant weniger Öl importieren. Zum Beispiel werden dem Referenzszenario zufolge die Ölimporte der USA im Jahre 2030 wahrscheinlich etwa um 15 Prozent geringer sein als 2008, aber dem «450-Szenario» zufolge wird die Abnahme mit 33 Prozent doppelt so groß sein.¹⁰⁷ Die OPEC wird nach dem «450-Szenario» weniger Öl exportieren und bei niedrigeren Preisen geringere Einnahmen erzielen. Obwohl ihr Marktanteil etwas höher sein wird, wird die Förderung insgesamt geringer sein, in Übereinstimmung mit geringerer Nachfrage und niedrigeren Preisen.

Das für die Energiesicherheit optimale Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage läuft auf einfache Prinzipien des Marktes hinaus. Wenn die Nachfrage an der Obergrenze der Lieferkapazitäten der Anbieter bleibt, werden die Preise hoch sein, und die Konsumenten werden den Anbietern ausgeliefert sein. Eine Senkung der Nachfrage vertauscht die Rollen. Die OPEC mag wohl in einem auf reduzierter Nachfrage basierenden Szenario über einen größeren Marktanteil verfügen, hat aber auch viel weniger Macht, weil die Nachfrage nach ihren Produkten abnimmt. In einer solchen Situation werden Anbieter um den Zugang

zu den Kunden konkurrieren müssen, nicht umgekehrt; das heißt: die Macht wird zunehmend zu den Konsumenten hin verlagert. Man sollte dieses Argument im Sinn haben, wenn es um die Ölförderung in vom Ressourcenfluch betroffenen Entwicklungsländern geht, deren Volkswirtschaften stark von Ölexporten abhängig sind.

Der Ressourcenfluch: Treibt die Rendite die Ausbeutung von Marginal Oil voran?

Mehr als 50 Länder weltweit werden als reich an natürlichen Ressourcen bezeichnet.¹⁰⁸ Fast die Hälfte der Bevölkerung Afrikas südlich der Sahara lebt in solchen Ländern, die reich an Öl und Mineralien sind, etwa 70 Prozent von Afrikas BIP ausmachen und den größten Teil der ausländischen Direktinvestitionen in den Kontinent erhalten.¹⁰⁹ Dennoch weisen die meisten dieser Länder einen niedrigen Human Development Index auf; stattdessen finden sich folgende Merkmale: weit verbreitete Armut und Einkommensungleichheit, Korruption und autoritäre Regierungssysteme, schlechte Governance, hohe Ausgaben für Militär und Sicherheitskräfte, eine höhere Wahrscheinlichkeit von Bürgerkriegen und sozialer Instabilität, hohe Kindersterblichkeit, geringe Lebenserwartung, geringe Ausgaben für Gesundheit, verbreiteter Analphabetismus und geringe Grundschulbildung.¹¹⁰

Daher haben Ökonomen und Entwicklungsexperten die Vorstellung entwickelt, dass ressourcenreiche Entwicklungsländer einem «Paradox des Überflusses» bzw. dem «Ressourcenfluch» unterliegen. Besonders auffällig sind schlechte Entwicklungsergebnisse im Falle des Ölreichtums. Äquatorialguinea zum Beispiel, manchmal als das «Kuwait Afrikas» bezeichnet, steht auf Platz vier der Öl produzierenden Länder Afrikas südlich der Sahara und weist Afrikas höchstes BIP pro Kopf auf (mehr als 30.000 US-Dollar). Dies ist vergleichbar mit dem Einkommen in reichen Ländern, etwa Italien und Spanien. Aber beim Human Development Index steht das Land auf Rang 118 (von 182 Ländern), und beim Human Poverty Index, der den durchschnittlichen Fortschritt eines Landes bei der menschlichen Entwicklung misst, rangiert es bei den untersten 25 Prozent aller Länder.

Öl ist eine endliche, d.h. nicht erneuerbare Ressource, die einem Land zwar große Einnahmen beschert, allerdings nur für einen begrenzten Zeitraum. Außerdem sind Öleinnahmen stark Preisschwankungen unterworfen, was die Haushaltspolitik dieser Länder nicht leichter macht. Des Weiteren kann eine rapide Entwicklung des Ölsektors die «holländische Krankheit» verursachen, d.h. eine Aufwertung der Währung und eine Inflation, die die Nicht-Öl-Sektoren der Volkswirtschaft schwächen und die Wettbewerbsfähigkeit solcher Exporte beeinträchtigen.¹¹¹

Weitere ökonomische und fiskalische Auswirkungen plötzlichen Ölreichtums sind möglich: das erhöhte Risiko, dass Regierungen sozusagen im Kaufrausch öffentliche Gelder ungeplant ausgeben und dabei die fiskalische Kontrolle verlieren (die Schwäche der administrativen Kapazitäten kann ebenfalls die Wirksamkeit des Regierungshandelns behindern); die Stärkung oder Schaffung der Vetternwirtschaft mit politischen Auswirkungen, d.h. die Unterminierung demokratischer Kräfte; ein Ansteigen der Auslandsschulden, wobei manche Länder teure und durch Erdöl gedeckte Kredite aufnehmen, vorgeblich zur Finanzierung öffentlicher Investitionsprogramme, aber häufig tatsächlich als Deckmantel für illegales Abzweigen von Geldern.¹¹²

Insgesamt besteht in Entwicklungsländern ein Zusammenhang zwischen Ölförderung und einer Rechenschaftsmüdigkeit der Regierungen und der damit einhergehenden Schwächung staatlicher Institutionen, denn leicht verdientes Geld bzw. Einkommen aus Vermögen haben zur Folge, dass Regierungen zeitweise nicht mehr von «Erwerbseinkommen» (z.B. aus der Besteuerung¹¹³) abhängig sind. «Wenn bereits bestehende Institutionen schwach sind oder der Staat nur teilweise ausgebildet ist, erzeugt der Zustrom von Renten aus Erdöl meist einen Rentenstaat – einen Staat, der vor allem von den Ölprofiten lebt. In Rentenstaaten gibt es eine besonders starke Konzentration ökonomischer wie politischer Macht, die Grenzen zwischen öffentlich und privat sind sehr unscharf, und Renditestreben grassiert als Strategie für die Vermögensbildung.»¹¹⁴

Eine logische Konsequenz davon ist, dass Renditestreben und Korruption in Staaten mit schwacher staatlicher Infrastruktur die Ausbeutung von Erdölressourcen weiter vorantreiben. Es kann vorkommen, dass korrupte Eliten versuchen, Investitionen zu akquirieren, um aus den an den Staat fließenden Einkommensströmen aus der Erdölförderung selbst Kapital zu schlagen. Ihrerseits können Unternehmen und Mittelsmänner versuchen, all die staatlichen Defizite auszunutzen. Für die Erschließung von Ressourcen können sie Bedingungen aushandeln, die sie begünstigen, aber für die Bürger des Landes ein schlechtes Geschäft sind; dabei fließen zudem Gelder in die Taschen von Regierungsbeamten.¹¹⁵

Der OECD zufolge ist das Geschäftsklima beispielsweise im ölreichen Angola von «schwerwiegenden Hindernissen aufgrund endemischer Korruption, veralteten Bestimmungen und Renditestreben» geprägt.¹¹⁶ Es gibt keinen Grund anzunehmen, dass – in Abwesenheit konzertierter und weitreichender Politikreformen zur Steigerung der Transparenz und Bekämpfung der Korruption – die Gier kein ebenso bedeutender Faktor beim Vorantreiben der Ausbeutung marginaler Ressourcen in schwachen Staaten ist.

Energiesicherheitsargument Nr. 2: Mehr Marginal Oil bedeutet weniger Geld für zweifelhafte Regime und Unterstützer des Terrorismus

Diese Theorie wird ebenfalls von den einfachen Fakten des globalen Gleichgewichts von Angebot und Nachfrage nach Öl widerlegt. Wenn es sich um Regime im Nahen Osten und andere OPEC-Mitglieder, etwa Venezuela, handelt, die den Öl importierenden Ländern Sorge bereiten, dann muss gesagt werden: Die Einnahmen, die den genannten Ländern aus der Erschließung von Marginal-Oil-Ressourcen verlorengehen, sind zu vernachlässigen.

Tatsächlich signalisiert der Vorstoß der OPEC, diese teuren und riskanten Ressourcen auszubeuten, dass der Markt hohe Preise tolerieren kann. Dies ermöglicht dem Kartell, den Mindestpreis entsprechend dem Preis anzusetzen, den Marginal Oil benötigt, wenn seine Ausbeutung rentabel sein soll. Dieser Trend wird sich wahrscheinlich fortsetzen: Die IEA stellte schon im November 2010 fest, dass «nicht konventionelles Öl, zusammen mit Tiefsee- und anderen teuren Quellen von konventionellem Öl aus Nicht-OPEC-Staaten, eine Schlüsselrolle bei der Festlegung zukünftiger Ölpreise spielen wird».¹¹⁷

Nimmt man Teersande zu 75 US-Dollar pro Barrel als Beispiel, bedeuteten die etwa 900.000 b/d von Öl aus Teersanden, die die USA im Jahre 2009 importierten, Einnahmen für Kanada in Höhe von ungefähr 24 Milliarden US-Dollar. Zum Vergleich: Die Einnahmen der OPEC-Länder dürften 2011 bei über 1 Billion US-Dollar liegen, eine Zahl die in den nächsten Jahren erwartungsgemäß noch steigen wird.¹¹⁸ Die 24 Milliarden US-Dollar, die die OPEC-Staaten wegen der Teersande nicht verdienten, fallen also kaum ins Gewicht.

Bei steigender Förderung außerhalb des OPEC-Kartells hat die OPEC die Wahl, entweder ihre Fördermengen beizubehalten und zuzulassen, dass die Preise sinken, oder die Förderung zu drosseln und das Preisniveau zu halten. Erstere Option verteilt den Verlust unter allen Mitgliedern, wohingegen letztere hauptsächlich diejenigen Mitglieder mit der größten ungenutzten Kapazität betrifft – vor allem Saudi-Arabien. So oder so, die Auswirkungen auf jedes einzelne Förderland sind marginal. Wenn also Ölgelder an ein Nicht-OPEC-Land umgeleitet werden, hindert dies OPEC-Mitglieder nicht daran, ihre Bevölkerung zu unterdrücken oder den internationalen Terrorismus zu finanzieren, wenn sie dazu entschlossen sind. Wie oben erläutert, werden der Reichtum und damit auch die Macht dieser Länder nur dann beschnitten, wenn die Nachfrage unter Kontrolle gebracht wird. Wenn die Nachfrage aber ansteigt, werden in den nächsten zwei Jahrzehnten mehr Einnahmen an OPEC-Länder fließen als je zuvor, trotz der von der hohen Nachfrage unterstützten Förderung von Marginal Oil. Die IEA schätzt, dass die Exporteinnahmen der OPEC unter beiden Szenarien enorm zunehmen werden, wobei die Einnahmen im Zeitraum 2008 bis 2030 unter dem Referenzszenario um etwa 4 Billionen US-Dollar höher liegen werden als im «450-Szenario».¹¹⁹

Da also eine höhere Nachfrage die hohen Ölpreise, die das Marginal Oil rentabel erscheinen lassen, unterstützt, wird die Förderung dieses Marginal Oil

kein Öl importierendes Land sicherer machen. Noch einmal: Marginal Oil ist ein Symptom *hoher Preise und übermäßiger Nachfrage* und kein Mittel, das eine oder das andere zu bekämpfen. Das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage, das Marginal Oil unterstützt, ist auch eine Wohltat für OPEC-Staaten, denn es stützt hohe Ölpreise.

Energiesicherheitsargument Nr. 3: Marginal Oil schützt Öl importierende Länder vor «Öl als politischer Waffe» und vor Angebotskrisen

Die Förderung von Marginal Oil wird Öl importierende Länder nicht ausreichend vor einer Angebotskrise schützen, weil der Ölmarkt globaler Natur und weil es unwahrscheinlich ist, dass Quellen von Marginal Oil signifikante ungenutzte Kapazitäten bereithalten werden, um eine Angebotskrise bewältigen zu können.

Wenn die OPEC oder irgendein anderes großes Öl exportierendes Land einen drastischen Output-Verlust erleiden oder die Belieferung eines Landes oder einer Gruppe von Ländern einstellen, werden Angebotsengpässe und eine Preisspitze wahrscheinlich auf jedes große Öl importierende Land Auswirkungen haben, gleichgültig, wie viel Marginal Oil gefördert wird. Die einzigen Förderländer, die die Auswirkungen eines solchen Ereignisses abmildern könnten, wären diejenigen mit genügend ungenutzten Förderkapazitäten, um die Ölförderung schnell zu erhöhen, um die fehlende Menge auszugleichen.

Die hohe Kapitalintensität und die finanziellen Risiken der Förderung von Marginal Oil verlangen, dass die Konzerne so viel wie möglich fördern, wann immer dies möglich ist. Mit anderen Worten: Ungenutzte Kapazitäten können sie sich einfach nicht leisten. In den kanadischen Teersanden gibt es keine ungenutzte Kapazität, die im Notfall schnell in Betrieb genommen werden könnte. Im Gegenteil: Die Förderung von Teersanden arbeitet aufgrund von Wartungsarbeiten und nicht geplanten Unterbrechungen im Allgemeinen etwa 20 Prozent unter der Leistungsgrenze.¹²⁰ Nur eine Handvoll OPEC-Mitglieder können sich leisten, ungenutzte Kapazitäten vorzuhalten, vor allem Saudi-Arabien, das derzeit über etwa 4 Mbdp ungenutzte Kapazität verfügt.

Tatsächlich schützen die strategischen Ölreserven der Importländer diese vor Angebotskrisen, und man könnte argumentieren, dass sie dies über die letzten 30 Jahre erfolgreich getan haben. Zurückgehende Nachfrage wird strategische Ölreserven noch effektiver machen und die Wahrscheinlichkeit, dass Öl als politische Waffe eingesetzt wird, weiter reduzieren. Strategische Ölreserven wurden als Reaktion auf die erste Ölkrise 1973 geschaffen und waren einer der Gründe, die 1974 zur Gründung der IEA führten. Heute können die strategischen Ölreserven der IEA-Mitgliedsstaaten ein Jahr lang auf eine Versorgungsunterbrechung von insgesamt 4 Mbdp reagieren.¹²¹ China, Indien und Thailand bauen jetzt auch strategische Ölreserven auf, was bewirkt, dass der globale Markt weiter vor einer großen Versorgungsunterbrechung geschützt wird.

Die Entwicklung strategischer Ölreserven hat die «Waffe Öl» geschwächt. Diese Behauptung wird dadurch belegt, dass seit dem Ölembargo von 1973 kein

ähnliches Ereignis mehr stattgefunden hat. Die meisten großen Versorgungsunterbrechungen seitdem sind die Folge von Naturkatastrophen – beispielsweise dem Hurrikan Katrina, als die strategischen Ölreserven den Markt mit 60 Millionen Barrel beruhigten – und politischen Ereignissen, die allgemeine Versorgungsunterbrechungen verursachen, etwa die Invasion des Irak, die iranische Revolution oder der andauernde Konflikt im Niger-Delta. Was auch immer die Ursache einer Versorgungsunterbrechung sein mag: Die Unfähigkeit von Anbietern von Marginal Oil, ungenutzte Kapazitäten vorzuhalten, bedeutet, dass sie immer nur eine untergeordnete Rolle bei der Bereithaltung bestehender Versorgung spielen können und nicht in der Lage sind, im Bedarfsfall zusätzliche Förderkapazitäten in Betrieb zu nehmen.

Diese drei Argumente stellen die Grundlage der Energiesicherheitsbedenken in den Öl importierenden Ländern dar. Als solche sind sie schwache Argumente für eine Expansion der Förderung von Marginal Oil, vor allem weil die hohen Kosten und Risiken des Marginal Oil die Energieunsicherheit nur verschärfen. Außerdem sind, besonders für die Vereinigten Staaten, die zusätzlichen Kosten für Militäreinsätze zum Schutz ausländischer Ölquellen, die auf mehr als 137 Milliarden US-Dollar pro Jahr geschätzt werden, ein weiterer Beleg für die Ansicht, dass ein effizienterer Energiepfad dringend erforderlich ist.¹²²

1.10 Angebot und Nachfrage: Harte Wahrheiten oder willkommene Thesen?

Die globale Nachfrage nach Flüssigbrennstoff lag 2010 bei 88 Mbdp.¹²³ Etwa 5 Mbdp dieser Nachfrage wurden durch die Tiefseeförderung befriedigt, davon 1 Mbdp aus Ultra-Tiefseeförderung.¹²⁴ Die Produktion aus kanadischen Teersanden betrug 2010 ca. 4-6 Mbdp.¹²⁵ Die Förderung aus anderen nicht konventionellen Öl- und arktischen Quellen ist momentan unbedeutend.

Allerdings bedeuten die langen Vorlaufzeiten, die große Ölprojekte mit sich bringen – insbesondere solche, die in Grenzbereichen liegen oder nicht konventionelle oder neue Fördertechniken einsetzen können –, dass Ölkonzerne sich ständig an langfristige, in manchen Fällen Jahrzehnte umfassende Prognosen von Angebot und Nachfrage orientieren.

Um ihre Planung zu erleichtern, müssen Konzerne die Entwicklung der Nachfrage nach Öl in Betracht ziehen. Im Allgemeinen ist nur eine Art Verlauf je betrachtet worden: nämlich aufwärts. Das Tempo dieses nach oben gerichteten Nachfrageverlaufs wird allerdings intensiv diskutiert, und es hat Perioden relativ langsamen Wachstums gegeben (1980er und 1990er Jahre) wie auch Perioden mit viel schnellerem Wachstum (1960er Jahre und 2000-2007). Eine anerkannte Regel für die Prognose der Nachfrage nach Öl lautet, dass sie «abhebt», wenn das Pro-Kopf-Einkommen ein gewisses Niveau erreicht. Die IEA schätzt dieses Niveau auf etwa 3.000 bis 4.000 US-Dollar pro Jahr.¹²⁶ Die hohe Steigerungsrate bei der Nachfrage im vergangenen Jahrzehnt ist hauptsächlich von der rapiden

ökonomischen Entwicklung in China und anderen Schwellenländern Asiens sowie in Lateinamerika und dem Nahen Osten vorangetrieben worden.

1.11 China führt den Nachfragezuwachs an

Dem «Neue Politik»-Szenario der IEA zufolge könnte Chinas prognostizierte Nachfrage nach Öl bis zum Jahre 2030 14,5 Mbpd betragen.¹²⁷ Bezogen auf die gesamten globalen energiebezogenen CO₂-Emissionen würde China 28 Prozent der weltweiten Gesamtemissionen 2035 verursachen.¹²⁸ China dürfte daher zukünftige Investitionen in Marginal Oil in Entwicklungsländern entscheidend vorantreiben. Das Land investiert stark in in- wie ausländischer Ölexploration, sowohl in konventionellen Ölprojekten als auch in Teersanden in Kanada. Einer Quelle zufolge: «Allein im letzten Jahr haben chinesische Staatsunternehmen große Verträge über die Förderung oder den Export von Öl, Gas, Kohle, Uran und anderen Schlüsselressourcen aus Kanada, Venezuela, dem Irak, Australien, Turkmenistan und Südafrika unterzeichnet», wobei etwa 70 Milliarden US-Dollar in Verträge über Öl für Kredite flossen sowie in Joint Ventures für Raffinerien und Vereinbarungen über Pipelines.¹²⁹

Außerdem erweitert China die inländische Raffineriekapazität synergetisch mit den Rohölimportmengen; das Ziel: die Autarkie bei Ölprodukten. Der Branchenanalyst Wood Mackenzie hält diese Entwicklung für eine «ausgeprägte Verlagerung» der Strategie.¹³⁰ Das Land bemüht sich auch, seine Ölversorgung (soweit im begrenzten Umfang überhaupt möglich) zu diversifizieren, um die gegenwärtige 85-prozentige Abhängigkeit von Importen aus dem Nahen Osten zu mindern: Daher wurden die Kredite hauptsächlich an Chinas Nachbarn in Zentralasien sowie an Förderländer in Lateinamerika vergeben.¹³¹

Andererseits lässt sich darüber diskutieren, ob sich die hohen Zuwachsraten aus der jüngsten Zeit fortsetzen werden.¹³² Neues Datenmaterial der IEA legt nahe, dass die jährliche Zuwachsrate der Nachfrage nach Öl abnimmt.¹³³ Außerdem, obwohl eine Ausweitung des Angebots mittelfristig eine Schlüsselstrategie zu sein scheint, könnte es auch sein, dass China sich mit einer Nachfragereduktion als langfristige Energiestrategie befasst. Im Verkehrssektor subventioniert der Staat Hybrid-, Elektro- und Brennstoffzellenfahrzeuge und schafft mittels Steuerpolitik Anreize für den Einsatz kleinerer Autos.¹³⁴ Außerdem fließen 10 Prozent des enormen 600 Milliarden US-Dollar schweren nationalen Konjunkturprogramms, das China als Reaktion auf die globale Wirtschaftskrise eingeführt hat, in CO₂-arme Projekte, hauptsächlich im Bahnverkehr.¹³⁵

1.12 Verknappungen von Angebot und Nachfrage lösen Verlagerungen in der Politik aus

Mittlerweile hat nach Ansicht vieler Beobachter die Nachfrage nach Öl in den entwickelten Volkswirtschaften der OECD ihren Höhepunkt überschritten.¹³⁶ Automobilbesitz pro Kopf hat seine Grenzen erreicht, die Bevölkerungszahlen

sind entweder stabil oder nehmen ab, und die Kraftstoffeffizienz privater Automobilflotten wird sich voraussichtlich verbessern. Die einzige wahrscheinliche Herausforderung ist der anhaltende Zuwachs in der Luftfahrt und die damit zusammenhängende Nachfrage nach Flugbenzin.¹³⁷

Außerdem beeinflussen die miteinander zusammenhängenden Bedrohungen von «Peak Oil» und die ökonomischen Auswirkungen hoher Ölpreise die Energiepolitik in den Öl importierenden Entwicklungs- wie Industrieländern.¹³⁸ Es wird zunehmend anerkannt, dass der Versuch, das Angebot zu maximieren, allein nicht ausreicht, um Energiesicherheit zu gewährleisten, und dass die Verbesserung der Energieeffizienz ebenfalls Teil der Lösung sein muss.

Dennoch bleiben Regierungen hinter ihren Möglichkeiten, die Nachfrage zu beschränken, zurück; Ölkonzerne und ihre Verbände untergraben gar solche Bemühungen, indem sie sich für ein «Weiter wie bisher» einsetzen und diese Position rechtfertigen, indem sie auf angeblich unausweichlichen Nachfragezuwachs in der Zukunft verweisen, während sie die wichtige Rolle der Nachfragereduzierung zur Erreichung von Klimazielen ignorieren.¹³⁹

1.13 Nachfragerückgänge werden Marginal Oil zuerst treffen

Das Thema Nachfragesenkung ist für die Debatte über Marginal Oil entscheidend, weil ihre Förderung in hohem Maße durch politische Maßnahmen für einen sparsamen Umgang mit Öl angreifbar ist. Kurz gesagt: Je weniger Öl wir konsumieren, desto weniger Marginal Oil muss gefördert werden. Dieser Effekt wird hauptsächlich durch den Preis vermittelt. Bei zurückgehender Nachfrage sollten sich die Ölpreise stabilisieren, und die Ressourcen, deren Förderung teurer ist, werden unwirtschaftlich (vgl. Abbildung 8).

Leider ist dies nicht so einfach, wie es zunächst aussehen mag. Der erwartete Rückgang in aktiven Ölfeldern ist so steil, dass sogar das anspruchsvollste Szenario zur Reduzierung der Nachfrage die Inbetriebnahme neuer Ölförderung erfordern würde. Die IEA hat berechnet, dass 2035 lediglich 22 Mbdpd zur Verfügung stehen werden; im Vergleich: 2010 wurden 69 Millionen Barrel konventionellen Öls pro Tag (Mbdpd) gefördert.¹⁴⁰ Neue Ölförderkapazitäten werden geschaffen, um erschöpfte Felder zu ersetzen. Doch die wichtigste Herausforderung ist: die Nachfrage so weit wie möglich zu reduzieren, um die Notwendigkeit neuer Förderung zu minimieren und um zu gewährleisten, dass so wenig wie möglich von marginalen Quellen kommt, da die Förderung aus diesen Quellen sich besonders stark auf Umwelt und Gesellschaft auswirkt.¹⁴¹

Die Förderkostentreppe in Abbildung 8 zeigt, dass der Nahe Osten und Nordafrika den Großteil der globalen Nachfrage nach Öl befriedigen würden, wenn die Ölpreise aufgrund reduzierter Nachfrage sanken. Natürlich bedeutet dies, dass die OPEC einen größeren Marktanteil insgesamt behalten würde, aber, wie im Hinblick auf Energiesicherheit bereits erörtert, man würde der OPEC noch mehr Geld und Macht geben, wenn man einen ungehinderten Zuwachs der Ölnachfrage ermöglichte. In welche Richtung wird die Nachfrage nach Öl gehen,

wenn die gegenwärtige Politik nicht verändert wird, und in welche Richtung, wenn wirksame Politiken zur Energieeffizienz eingeführt werden?

1.14 «Weiter wie bisher» oder «Weiter wie dringend erforderlich»?

Die internationalen Ölkonzerne zitieren regelmäßig Prognosen der IEA, wenn es um die Zukunft von Angebot und Nachfrage nach Öl geht. In Mitteilungen an Shareholder-Aktivisten im Jahr 2010 haben sowohl Shell als auch BP Prognosen der IEA zitiert, um ihre Behauptungen zu untermauern, dass die Nachfrage nach Öl in 10 bzw. 20 Jahren ausreichen würde, um die Kosten der Ausbeutung der kanadischen Teersande zu rechtfertigen.¹⁴² Sie unterstrichen, dass die IEA eine Steigerung der Nachfrage nach Primärenergie um 40 Prozent zwischen 2007 und 2030 voraussagt; dann würden etwa 80 Prozent der Energienachfrage noch immer durch fossile Energieträger befriedigt. Dabei haben sie die Zahlen der IEA zwar nicht falsch zitiert, aber sie stammen aus dem Referenzszenario 2009 der IEA. Die IEA verfasste das Referenzszenario als Orientierungshilfe, wie sich Angebot und Nachfrage nach Energie unter den gegenwärtigen Energiepolitiken entwickeln würden. Bei diesem Szenario wurde vorausgesetzt, dass keine neuen Maßnahmen ergriffen würden, um den Klimawandel oder Fragen der Energiesicherheit anzugehen. Deshalb warnte die IEA: «Den heutigen Energiepfad ohne jegliche Änderung der Politik weiterzuverfolgen würde bedeuten, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern rapide zu steigern, mit alarmierenden Konsequenzen für den Klimawandel und die Energiesicherheit.»¹⁴³ Weiter hieß es: «Die im Referenzszenario prognostizierte Zuwachsrate beim Verbrauch fossiler Energieträger führt uns unaufhaltsam zu einer langfristigen Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre, die höher ist als 1000 ppm CO₂-Äquivalente. Die CO₂-Konzentration, die das Referenzszenario ergibt, würde einen Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur von bis zu 6°C. bedeuten. Dies würde fast mit Gewissheit zu massiven klimatischen Veränderungen und irreparablen Schaden am Planeten führen.»¹⁴⁴

Die Ölkonzerne bauen ihren Geschäftsplan und ihre Strategie für zukünftiges Wachstum also auf dem kollektiven Versäumnis der Politik, Emissionen zu senken, und auf einem Szenario unkontrollierbaren Klimawandels. Sie würden eine solche Behauptung sicherlich bestreiten, aber ihre öffentlichen Stellungnahmen belegen auch ihren zunehmenden Einsatz für marginale Ressourcen – und dass ihnen jegliche Strategie fehlt, um einer Verlagerung hin zu einer CO₂-armen Zukunft Rechnung zu tragen. Die IEA aber behauptet, dass die zukünftige Nachfrage nach Öl reduziert werden muss, wenn die Konsequenzen ihres Referenzszenarios vermieden werden sollen. Dies würde die Förderung von Marginal Oil in Frage stellen.

Das «450-Szenario» der IEA prognostiziert den Verlauf von Energieangebot und -nachfrage, der notwendig sein wird, um die Konzentration von CO₂-Äquivalenten in der Atmosphäre bei 450 ppm zu halten. Die IEA verwendet dieses Konzentrationsniveau als dasjenige, das nötig sein soll, um einen Anstieg der

durchschnittlichen globalen Temperaturen um mehr als 2°C zu verhindern und so den Klimawandel soeben noch zu beherrschen. Allerdings gibt es tatsächlich keinen Konsens über diese Zahl von 450 ppm, und viele Experten und Gruppen vertreten den Standpunkt, dass eine «sichere» CO₂-Konzentration viel niedriger liegt, nämlich bei 350 ppm.

Die IEA beschreibt die Auswirkungen ihres «450-Szenarios» auf die Ölförderung wie folgt: «Geringere globale Nachfrage nach Öl im «450-Szenario» ergibt einen niedrigeren Ölpreis als im Referenzszenario. Dies, gekoppelt mit der Einführung von CO₂-Emissionszielen in OECD+-Ländern, macht die Förderung in teureren Feldern unwirtschaftlich, besonders in der OECD+-Region.»¹⁴⁵

Die nicht konventionelle Ölförderung steigt zwar im «450-Szenario», aber sie beträgt etwa 33 Prozent weniger im Jahre 2035 als im Referenzszenario.¹⁴⁶ Kanadische Teersande, die am weitesten fortgeschrittene nicht konventionelle Ölquelle, werden dabei um etwa 28 Prozent reduziert.

Die IEA legt außerdem nahe, dass arktische Offshore-Förderung und einige der extremeren Tiefsee-Projekte vom «450-Szenario» betroffen wären: «[...] der Bedarf an Exploration, um bislang nicht bekannte Lagerstätten zu finden und dann auszubeuten, ist nur zwei Drittel von der im «Szenario der neuen energiepolitischen Rahmenbedingungen», eine Differenz von fast 60 Milliarden Barrel. Diese Reduktion entspricht zwei Dritteln des geschätzten Volumens an Öl, von dem vermutet wird, dass es noch in der Arktis zu finden ist, und ist vergleichbar mit dem Gesamtvolumen an Öl, das in den letzten fünf Jahren entdeckt wurde. Die Ölbranche beutet typischerweise das leicht zu findende Öl zuerst aus, weswegen dieser reduzierte Bedarf an neuer Kapazität es ihr ermöglicht, auf manche Projekte mit höheren Kosten und gravierenderen Umweltauswirkungen zu verzichten.»¹⁴⁷ «Investitionen in das Ölangebot im «450-Szenario» sind 21 Prozent niedriger als im «Szenario der neuen energiepolitischen Rahmenbedingungen», wobei der größte Teil des Rückgangs nach 2020 eintreten wird. Er resultiert aus der reduzierten Notwendigkeit, neue Förderkapazitäten in Betrieb zu nehmen, darunter die teuersten Tiefsee-Offshore-Projekte.»¹⁴⁸

Die Aussagen und Zahlen legen nahe, dass eine Nachfragereduktion entsprechend politischer Klimaziele einen Teil der destruktiveren und teureren Ölförderung unnötig machen würde. Aber es scheint, dass sie dadurch nicht insgesamt überflüssig würden. Der sehr starke Rückgang der konventionellen Ölförderung, besonders in Nicht-OPEC-Ölfeldern, scheint eine Zukunft für einen Teil der nicht konventionellen Ressourcen sicherzustellen. Die Förderung in der Offshore-Arktis ist aber vielleicht noch am stärksten gefährdet, da sie tatsächlich noch nicht begonnen hat, potentiell sehr teuer (siehe Abbildung 8) und riskant ist und enorme Kapitalinvestitionen genau zu dem Zeitpunkt benötigt, an dem sich die Nachfrage stabilisiert.

Allerdings sind die IEA-Prognosen lediglich ein Beispiel für einen Nachfrageverlauf, der auf einem Modell basiert, dem wiederum ein bestimmter Satz an Politikinstrumenten und eine Reihe ökonomischer und politischer Annahmen zugrunde liegen. Das «450-Szenario» setzt nur begrenzte politische Verände-

rungen voraus, um die erwünschte Nachfragereduktion herbeizuführen. Sie basieren hauptsächlich auf sektoralen Reformen – zum Beispiel strengere Effizienzstandards für private, leichte Nutzfahrzeuge, die Hersteller dazu bringen würden, effizientere Verbrennungsmotoren zu produzieren und die Marktdurchdringung von Hybrid- und Elektrofahrzeugen zu unterstützen. Verbesserungen der Effizienz werden auch im Luftfahrtsektor erwartet.¹⁴⁹ Das IEA-Modell setzt keine Verhaltensänderungen voraus, und es analysiert kaum die Auswirkungen einer breiter angelegten Politik zur Nachfragereduzierung, etwa in der Stadtplanung, die die Nachfrage nach Mobilität reduziert oder die Nutzung öffentlicher Verkehrsmittel fördert.

Zwar nutzt die IEA 450 ppm als Basis für Klimastabilität, aber Erkenntnisse aus der Klimawissenschaft lassen vermuten, dass auch dies zu viel ist, um das Klima bei einem durchschnittlichen Temperaturanstieg von 2°C zu stabilisieren.¹⁵⁰ Wenn wir Klimastabilität wirklich sicherstellen wollen, müssen wir größere Emissionsreduktionen vornehmen und eine entsprechende Politik betreiben. In diesem Falle würde das Zeitfenster für die Förderung von Marginal Oil weiter schrumpfen.

1.15 Stärkere Nachfragereduzierung: Der Schlüssel dazu, Marginal Oil sterben zu lassen?

Wenn der gegenwärtige katastrophale «Weiter-wie-bisher»-Energiepfad vermieden werden soll, werden alle politischen Maßnahmen in den Worten der IEA «beträchtliche Auswirkungen auf die [globale] Energienachfrage, insbesondere nach fossilen Energieträgern» haben müssen.¹⁵¹

Tatsächlich existieren die erforderlichen Politikinstrumente und die entsprechende Technologie, um signifikant tiefere Einschnitte in der Nachfrage nach Öl zu erreichen. Die Vereinigten Staaten machen derzeit 22 Prozent der globalen Ölnachfrage aus¹⁵² und, in den Worten der Deutschen Bank, sind «der letzte große Ölkonsument mit Marktpreisbildung und ineffizienter Nutzung».¹⁵³ Als solcher sind die USA der Schlüsselmarkt schlechthin, dessen Transformation große Konsequenzen für den globalen Ölmarkt haben könnte. (Die USA liegen in der Nähe vieler «marginaler» Ölfelder: Ultra-Tiefsee-Ölfelder im Golf von Mexiko, arktische Offshore-Ölfelder in Alaska, Kanada und Grönland sowie die kanadischen Teersande, von den enormen Ölschieferressourcen in Utah und Colorado ganz zu schweigen.)

Eine Reduzierung der Nachfrage in China ist ebenfalls wichtig, denn das Land wird Schätzungen zufolge für mehr als 48 Prozent des globalen Anstiegs der Ölnachfrage bis 2035 verantwortlich sein.¹⁵⁴ Vielleicht ist Chinas Bemühen zur Effizienzsteigerung aber auch ein Grund, die prognostizierte Nachfragesteigerung zu bezweifeln.¹⁵⁵ Manche Analysen verweisen auf Chinas Reduzierung von Konsumsubventionen, die Einführung von Fahrzeug-Effizienzstandards, die denen der EU ähneln (und deutlich stringenter sind als diejenigen, die in den USA eingeführt wurden), sowie auf steuerliche Anreize für den Kauf effizi-

enter Fahrzeuge als Belege dafür, dass China seine Nachfrage auf ein niedrigeres Niveau beschränken will.¹⁵⁶ Die aktuellen Investitionen des Landes in die öffentliche Verkehrsinfrastruktur sind daher auch als «größter Boom beim Bau öffentlicher Verkehrsnetze in der Geschichte» bezeichnet worden.¹⁵⁷

Außerdem, auch mit der dynamischen Wachstumsprognose des IEA-Referenzszenarios mit einer Nachfrage von 14,5 Mbpd im Jahre 2030 würde der Konsum Chinas immer noch nicht das gegenwärtige Niveau der USA mit 18 Mbpd erreichen.¹⁵⁸ Tatsächlich wird der Pro-Kopf-Ölverbrauch in China wahrscheinlich niemals so hoch sein wie in den USA. Der Pro-Kopf-Ölverbrauch der USA im Jahre 2030 unter dem «450-Szenario» der IEA wäre immer noch etwa 230 Prozent höher als der Chinas unter dem «Weiter-wie-bisher»-Szenario.¹⁵⁹ Wenn die USA in der Lage wären, ihren Ölverbrauch bis 2030 um etwa 50 Prozent zu senken (etwa 8 bis 10 Mbpd), würde dies den Nachfragezuwachs in China mehr als ausgleichen. Und wenn China, Europa und andere Länder auch entsprechend oder ähnlich handelten, dann würde die globale Ölnachfrage unaufhaltsam abnehmen.

Auch wenn alle Staaten Verantwortung für ein Sinken der Nachfrage nach Öl haben, so hätte doch ein entsprechendes Handeln auf Seiten der USA immer noch die bedeutendsten Auswirkungen. Dies könnte erreicht werden, wenn das Land bereits heute einsatzbereite Technologien serienmäßig verwenden würde – das ließe möglicherweise die US-amerikanische Nachfrage nach Öl bis 2030 um 40 bis 50 Prozent sinken und danach auf einen stetigen Abwärtspfad im Verbrauch bringen.

Allerdings wird eine solche Reduktion mehr erfordern als verbesserte Fahrzeugeffizienzstandards, nämlich eine ganze Palette an Politikinstrumenten, die den Ölverbrauch auf jeder Ebene der US-amerikanischen Volkswirtschaft angehen, von der Abschaffung von Anreizen für den privaten Verkehr bis hin zu größerer Effizienz im Fracht- und Luftverkehr.¹⁶⁰

Technisch ausgereifte Hybridfahrzeuge gibt es bereits auf dem Markt, Elektrofahrzeuge folgen. Eine beschleunigte Marktdurchdringung erfordert jedoch verstärkte und konzertierte staatliche Unterstützung. Es braucht zudem eine Veränderung der Güterverkehrssysteme, die Reduzierung von zurückgelegten Wegen durch bessere Planung und einen besseren Zugang zu öffentlichen Verkehrsmitteln – dies alles könnte schon bedeutende Rückgänge beim Erdölverbrauch bewirken. (Zum Beispiel überwinden in den USA 97 Prozent der privaten Autofahrten Strecken unter 60 km und 91 Prozent Entfernungen unter 20 km.)¹⁶¹

Hauptsächlich aufgrund der Effizienzpotentiale von Hybridfahrzeugen sagt die Deutsche Bank in einer Studie voraus, dass «das Ende des Ölzeitalters naht» und dass die Spitze der globalen Nachfrage nach Öl etwa im Jahre 2016 erreicht sein dürfte.¹⁶² Weiter warnt sie, dass der «Wert derzeit nicht ausgebeuteten Öls mit hoher Investitionsintensität und langer Vorlaufzeit, etwa die nicht entwickelten kanadischen Schwerölsande, Ölschiefer sowie brasilianische Pre-Salt- und andere Ultra-Tiefsee-Vorkommen, weitaus geringer sein könnte, als es der Markt gegenwärtig erwartet».¹⁶³

Die Einschätzung der Deutschen Bank mag vielleicht zutreffen. Möglicherweise wird das Hybridauto die Situation derart stark verändern, dass die globale Nachfrage nach Öl tatsächlich bald ihren Höhepunkt erreicht. Allerdings deuten andere Analysen auf ein Nachfrageplateau und einen nur sehr bescheidenen Rückgang bis 2030 hin. Wenn die Nachfrage so weit reduziert werden soll, dass die Förderung von Marginal Oil überflüssig wird, sind weitaus konzertiertere Bemühungen erforderlich.

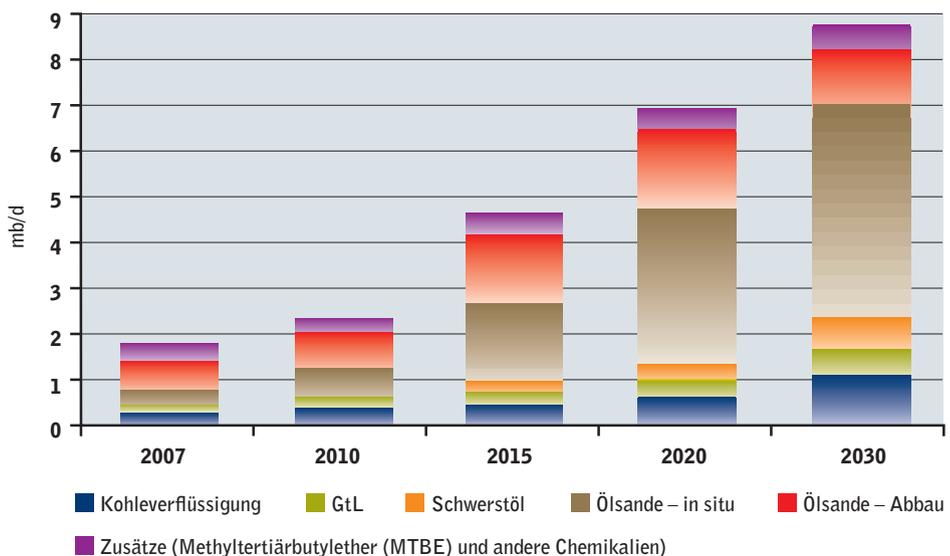
TEIL 2

Wichtige Entwicklungen zum Thema Marginal Oil: Ein kurzer Überblick

Nicht konventionelles Öl in der IEA-Definition aus dem Jahre 2010 umfasst Schwerstöl, auch das aus dem Orinoco-Gürtel in Venezuela, natürliches Bitumen (Ölsande), chemische Zusätze, GtL-Kraftstoffe, Kohleverflüssigung sowie Ölschiefer.¹⁶⁴

Die folgende Erörterung wird sich vor allem auf Schwerstöl in Venezuela konzentrieren, aber auch einige andere Bitumen- und nicht konventionelle Ressourcen ansprechen. Ein Hauptgrund dafür: Der IEA zufolge werden in allen ihren Nachfrageszenarien kanadische Teersande und venezolanisches Schwerstöl bei den etwa 10 Prozent der globalen Nachfrage, die von nicht konventionellen Ressourcen gedeckt werden, vorherrschen.¹⁶⁵ (Allerdings werden im folgenden Abschnitt auch einige wichtige konventionelle Projekte betrachtet.)

Abbildung 16: Nicht konventionelle Ölförderung nach Art der Ressource



Quelle: World Energy Outlook 2008.¹⁶⁶

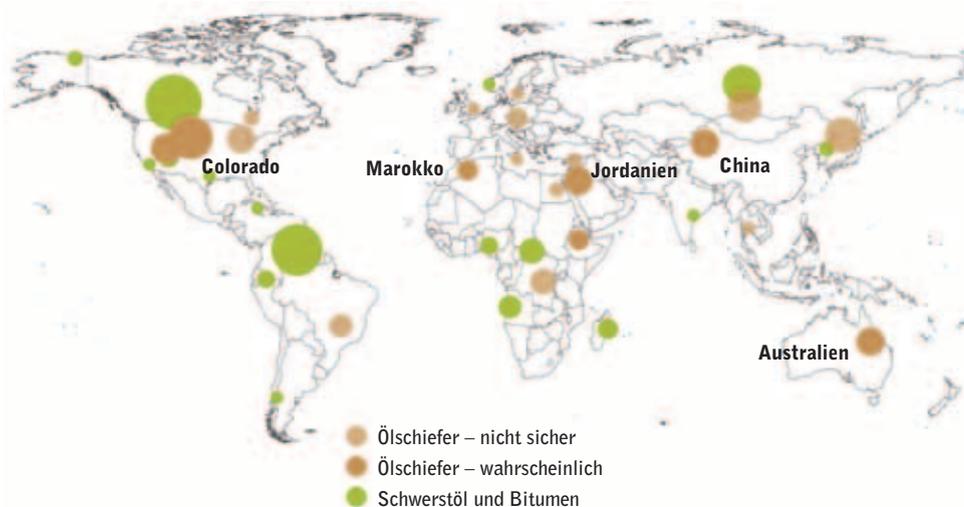
Neben den Merkmalen der (relativ) leichten Erschließung der Ressource oder der Wirtschaftlichkeit heutiger oder künftiger Ausbeutung wurden die untersuchten Marginal-Oil-Projekte nach folgenden Kriterien ausgewählt:

- die Projektgröße mit entsprechenden Auswirkungen auf das Klima;
- die potentiellen Auswirkungen auf eine betroffene Gemeinschaft, auf das Ökosystem und/oder die Volkswirtschaft (Entwicklungsland);
- die kritische Einstellung einer lokalen indigenen oder vor Ort betroffenen Gemeinschaft gegenüber dem Projekt;
- die Partizipation von in Europa oder den USA an der Börse notierten Unternehmen am Projekt oder eine bedeutende Finanzierung durch US- oder EU-Unternehmen;
- die Menge an zivilgesellschaftlicher Aktivität im jeweiligen Land und/oder die Akzeptanz der Politik für solche Projekte.

Weder ist die Liste potentieller Projekte vollständig, noch gibt dieser Teil einen Überblick über alle Marginal-Oil-Ressourcen weltweit. Im Briefing-Papier *Tar sands: Fuelling the climate crisis, undermining EU energy security and damaging development objectives* von Friends of the Earth Europe (FoEE) vom Mai 2010 werden viele der wichtigsten nicht konventionellen Erdölressourcen der Welt skizziert. Wer sich im Detail darüber informieren möchte, sei an den FoEE-Bericht verwiesen. Kartierungen von nicht konventionellen Ressourcen und damit zusammenhängenden Daten – insbesondere von nachgewiesenen Reserven¹⁶⁷ – sind auch in Publikationen wie dem *2007 Survey of Energy Resources* des Weltenergierats (WEC), dem *World Energy Outlook* der IEA oder auf Webseiten von Unternehmen zu finden.

Abbildung 17: Globale nicht konventionelle Ölressourcen

Quelle: Friends of the Earth 2010¹⁶⁸



2.1 Bitumen und Schwerstöl¹⁶⁹

Der allergrößte Teil der globalen Reserven von Bitumen und Schwerstöl (d.h. Öl mit einem API-, sprich Dichte-Grad von weniger als 10) befindet sich in Kanada und Venezuela. Dem *2003 US Geological Survey* zufolge verfügt Kanada über etwa 80 Prozent des Bitumens der Welt. Außerhalb Kanadas soll es 359 natürliche Bitumenvorkommen in 21 anderen Ländern geben.¹⁷⁰ Die größten Vorkommen, nach den beiden genannten Ländern, sind in Kasachstan und Russland zu finden. Jedoch weist der Weltenergieerat darauf hin, dass die Ausbeutung dieser Ressourcen kurz- und mittelfristig unwahrscheinlich ist, da «beide Länder auch über große Mengen an nicht ausgebeutetem und zweifellos kostengünstigerem konventionellem Öl verfügen».¹⁷¹

Die IEA stellt fest, dass «im Zeitraum [unserer] Prognosen [d.h., bis 2035] nur Kanada und Venezuela wahrscheinlich eine bedeutende Rolle in der Ausbeutung von [Bitumen und Schwerstöl] spielen werden. Dies liegt an der Größe ihrer Ressourcen und der Tatsache, dass sie sie bereits fördern, dass Pläne für ihre weitere Ausbeutung vorliegen, dass signifikante Reserven als nachgewiesen gelten und dass sie geographisch konzentriert sind; ihr Niedergang ist im 25-jährigen Zeithorizont dieser Prognosen kein Thema.»¹⁷²

Abbildung 18: Teersande und Schwerstölressourcen

	Nachgewiesene Reserven	Letztlich förderbare Reserven	Original oil in place (ursprünglich vorhandenes Öl)
Kanada	19.0	≥ 800	≥ 2 000
Venezuela	60*	500	≥ 1 300
Russland	–	350	850**
Kasachstan	–	200	500
USA	–	15	40
Großbritannien	–	3	15
China	–	3	10
Aserbaidshjan	–	2	10
Madagaskar	–	2	10
Andere	–	14	30
Welt	230	≥ 1 900	≥ 5 000

* Berichten des *Oil & Gas Journal* (O&GJ 2009) zufolge; der nationale Ölkonzern PDVSA gibt gegenwärtig 130 Milliarden Barrel als nachgewiesen an.

** Aus BGR (2009); russische Autoren geben deutlich geringere Ressourcen – etwa 250 Milliarden Barrel – an; dasselbe gilt für Kasachstan. Insbesondere über Bitumenressourcen gibt es wenig Kenntnisse, da ein großer Anteil sich in der ausgedehnten und wenig erkundeten Region des östlichen Sibiriens befindet. BGR berichtet von 345 Milliarden Barrel, die gefördert werden können, was eher mit russischen Publikationen übereinstimmt.

Quelle: World Energy Outlook 2010.

2.2 Ist der Orinoco in Venezuela der nächste große nicht konventionelle Ölrusch?

Venezuela verfügt über etwa 90 Prozent der globalen nachgewiesenen Reserven an Schwerstöl. Sie befinden sich hauptsächlich im Orinoco-Gürtel im Osten des Landes, der sich über 55.000 km² südlich der Bundesstaaten Guárico, Anzoátegui, Monagas und Delta Amacuro erstreckt (siehe Abb. 19). Der staatlichen Ölgesellschaft PDVSA zufolge gibt es dort etwa 256 Milliarden Barrel förderbares Rohöl.¹⁷³

Diese Ressource ist nun zertifiziert worden. Damit hat Venezuela im Juli 2010 Saudi-Arabien als Land mit den größten Ölreserven der Welt überholt,¹⁷⁴ und Petróleos de Venezuela SA (PDVSA), die staatliche Ölgesellschaft, ist heute das viertgrößte Unternehmen hinsichtlich nachgewiesener Reserven, Förderung, Raffinierung und Umsatz.¹⁷⁵

Die prognostizierten Förderkosten pro Barrel für die Ressourcen im Orinoco werden von manchen Quellen auf erheblich niedriger als für kanadische Teersande oder brasilianisches Pre-Salt-Öl geschätzt, und zwar aufgrund ihrer Dünflüssigkeit und der Bedingungen in der Lagerstätte. Der Weltenergieericht stellt fest, dass «aktuelle Schätzungen der Bereitstellungskosten für das Orinoco-Schwerstöl bis auf die Hälfte derjenigen für kanadisches Bitumen heruntergehen».¹⁷⁶ Die IEA stimmt zu, dass «primäre Förderung mit multilateralen horizontalen Bohrungen, die aufgrund niedrigerer Viskosität der Öls eine höhere Ausbeute als in Kanada ermöglichen, signifikant billiger ist». Jedoch schätzt die IEA die durchschnittlichen Kosten pro Barrel bei neuen Projekten im Orinoco auf etwa ein Drittel weniger als bei kanadischen Teersandprojekten.¹⁷⁷

Während der Amtszeit von Venezuelas Präsident Chavez sind allerdings ein Weggang qualifizierter Arbeitskräfte von der nationalen Ölgesellschaft (PDVSA), ein Rückgang der Investitionen der internationalen Ölkonzerne und eine Minderung der Förderung festzustellen. Vor seinem Amtsantritt «bevorzugte die globale Ölwirtschaft die Vorkommen in Venezuela gegenüber denen im kanadischen Alberta, weil sie leichter zu fördern sind und geographisch günstiger liegen – es gibt keinen kostspieligen Tagebau, und das Rohöl fließt leichter an die Oberfläche, außerdem kann das Öl einfacher per Tanker an die US-amerikanische Golfküste transportiert werden».¹⁷⁸

Falls das Umfeld für Investitionen in Venezuela für die internationalen Ölkonzerne günstiger würde, wäre der kanadische Teersandsektor angesichts dieser Vorzüge wahrscheinlich mit einem bedeutenden neuen Wettbewerber um Investitionen, US-Marktanteil und technische Expertise konfrontiert.¹⁷⁹

Heute ist die Entwicklung des Orinoco-Gürtels der Eckpfeiler der Wirtschaftsplanung der venezolanischen Regierung (Öl ist für 95 Prozent der Exporterlöse und etwa 55 Prozent des Bundeshaushalts verantwortlich)¹⁸⁰ – und war der Motor von Präsident Chavez für seine Wiederwahl 2012. Ende 2011 hatte Chavez seinen «Plan Siembra Petrolera» («Die Ölernte säen») angekündigt, mit dem Ziel, die Ölförderung bis Ende 2012 auf 3,5 Millionen Barrel pro Tag, bis 2014 auf 4

Millionen Barrel und bis 2030 auf 10 Millionen Barrel zu steigern.¹⁸¹ Aus diesem Grund bemüht sich die Regierung um 100 Milliarden US-Dollar an neuen Investitionen zur Entwicklung des Orinoco-Gürtels.¹⁸²

Herausforderungen für Venezuelas Pläne für das Orinoco-Öl

Mehrere Sachverhalte werden den milliarden schweren Investitionsplänen der Regierung für den Orinoco-Gürtel wahrscheinlich Schwierigkeiten bereiten. Erstens ist es fraglich, ob die PDVSA in der Lage sein wird, ihren Anteil der enormen Investitionen aufzubringen, die erforderlich sind, um die bestehende Förderung im Orinoco zu steigern und die neuen Projekte zu entwickeln (die PDVSA hält eine 60-prozentige Mehrheitsbeteiligung an den neuen Orinoco-Blöcken). Sowohl die hohe Schuldenlast als auch die politischen Risiken wirken sich nachteilig auf die Chancen der PDVSA aus, in der Zukunft Finanzmittel zu mobilisieren und Investorinnen und Investoren sowie Arbeitskräfte mit der benötigten technischen Expertise anzuziehen.

Insgesamt betrachten viele Analytinnen und Analysten Investitionen in den venezolanischen Ölsektor, einschließlich des Orinoco-Gürtels, als hochrisikant.¹⁸³ Dies ist auf finanzielle Faktoren zurückzuführen, etwa hohe Entwicklungskosten, aber auch auf rechtliche und politische Bedenken, vor allem einen Mangel an Sicherheit bezüglich der Stabilität fiskalischer Regime und die anhaltenden Auswirkungen der 2007 erfolgten Verstaatlichung von Vermögenswerten ausländischer Unternehmen in strategischen Sektoren der Volkswirtschaft.¹⁸⁴ In dem Fall, der das größte Interesse der Öffentlichkeit erregt, streitet die PDVSA mit Exxon über dessen Forderung nach 12 Milliarden US-Dollar Schadensersatz für die Enteignung von Vermögenswerten durch die Regierung Venezuelas. Die Internationale Handelskammer hat Exxon zwar 908 Millionen US-Dollar Schadensersatz zugesprochen, aber das Unternehmen klagt weiterhin in anderen Foren auf Schadensersatz.¹⁸⁵

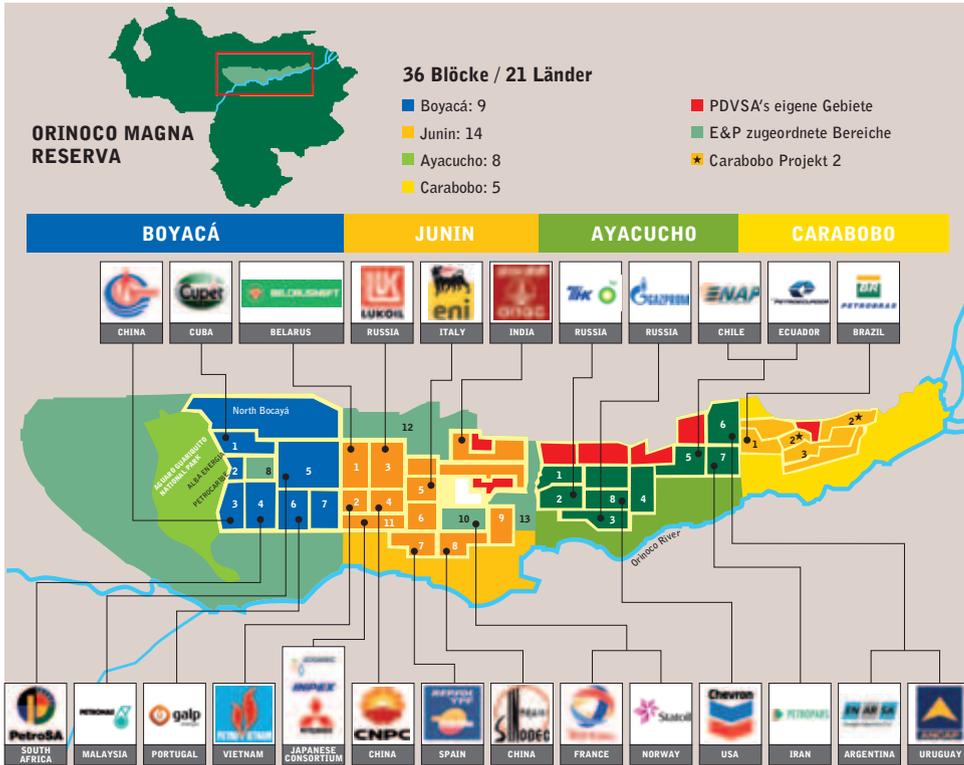
Neuerdings haben in Venezuela tätige Ölgesellschaften außerdem Bedenken geäußert hinsichtlich der Besteuerung «unerwarteter Gewinne»; diese bedeuten, dass immer mehr an die Regierung abzuführen ist, je stärker der Preis eines Barrels steigt.¹⁸⁶ Der Regierung zufolge wird das neue Besteuerungsregime nur dann für Öl aus den Orinoco-Projekten greifen, wenn die Investitionskosten wieder erwirtschaftet worden sind, aber manche Gesellschaften beklagen, dass die Bedingungen für Investitionen im Orinoco-Gürtel, auch die Anwendbarkeit der Steuer auf unerwartete Gewinne, weiterhin unklar sind.¹⁸⁷

Wer investiert am Orinoco?

Tatsächlich planen wenige internationale Ölkonzerne neue Investitionen im Orinoco-Gürtel. Bei den beachtenswerten Ausnahmen handelt es sich um Chevron (bereits Minderheitspartner im Petropiar-Block), ENI und Repsol, wobei Chevron angesichts der Investitionen in Teersandprojekte in Alberta über

die größte technische Expertise verfügt. ENI besitzt einen Anteil von 40 Prozent in Junin 5, Chevron einen Anteil von 34 Prozent in Carabobo 3 und Repsol einen Anteil von 11 Prozent in Carabobo 1.

Abbildung 19: Wer investiert am Orinoco?



Quelle: caracaschronicles.com

Im Juli 2011 hatte ENI eine 2 Milliarden US-Dollar schwere Finanzierungsvereinbarung mit der PDVSA abgeschlossen.¹⁸⁸ Demnach wird die ENI 1,5 Milliarden US-Dollar der Kosten der PDVSA für die Entwicklung der anfänglichen Förderphase des Blocks Junin 5 tragen, sowie 500 Millionen US-Dollar für den Bau eines neuen Kraftwerks auf der Güiria-Halbinsel.¹⁸⁹ Zum Entwicklungsplan gehört außerdem der Bau einer an der Küste gelegenen neuen Raffinerie, die 9 Milliarden US-Dollar kosten soll. Dort soll nach der Fertigstellung 2016 Diesel für den europäischen Markt produziert werden. Nach Verlautbarungen von ENI wird Venezuela im kommenden Jahrzehnt für das Unternehmen eine Schlüsselinvestition sein.¹⁹⁰

Obwohl die Investitionstätigkeit der internationalen Ölkonzerne bislang begrenzt gewesen ist, scheinen andere staatliche Ölgesellschaften, Banken und Regierungen darauf erpicht zu sein, einen Stück des riesigen Orinoco-Kuchens abzubekommen, wie die Investitionen des Jahres 2011 im venezolanischen Ölsektor zeigten.¹⁹¹ Zum Beispiel gewährten neun japanische Banken im Juni

2011 der PDVSA einen Kredit in Höhe von 1,5 Milliarden US-Dollar, um, Berichten zufolge, die Expansion zweier Raffinerien, die 2015 abgeschlossen sein soll, zu finanzieren.¹⁹² Im November 2011 hat China der PDVSA einen weiteren Kredit in Höhe von 4 Milliarden US-Dollar gewährt – sein drittes Darlehen in dieser Höhe – und zusätzlich zu einer 2010 vereinbarten Kreditlinie über 20 Milliarden US-Dollar.¹⁹³ Der Kredit soll der Sinovensa, dem Joint Venture der PDVSA und der CNPC im Orinoco-Gürtel, ermöglichen, die Förderung zu steigern. China wird der PDVSA außerdem weitere 1,5 Milliarden US-Dollar für Raffinerien und 500 Millionen US-Dollar für Bohrgerät und Anlagen zur Verfügung stellen,¹⁹⁴ baut in der Provinz Guangdong eine Raffinerie zur Aufarbeitung von Rohöl aus dem Orinoco-Gürtel und führt mit der PDVSA in Guarico, Venezuela, ein gemeinsames Raffinerieprojekt durch.¹⁹⁵

Im Dezember 2011 wurde bekanntgegeben, dass die russische staatliche Ölgesellschaft Rosneft und die PDVSA eine Absichtserklärung für eine 40-prozentige Beteiligung am Carabobo-2-Projekt unterzeichnet hatten.¹⁹⁶ Die Absichtserklärung sieht auch den Bau eines Veredlers mit einer Kapazität von 10 Millionen Tonnen pro Jahr und einer Pipeline für den Transport von veredeltem Rohöl zum Hafen von Araya für den Export vor. Die PDVSA und die Rosneft haben außerdem Absichtserklärungen für weitere Joint Ventures für Bohr- und Baudienstleistungen im Gürtel unterzeichnet.¹⁹⁷

Berichten zufolge will Rosneft eine Sonderzahlung anlässlich der Vertragsunterzeichnung in Höhe von 440 Millionen US-Dollar bezahlen sowie weitere 660 Millionen US-Dollar beim Abschluss der Investition. Russland hat sich außerdem bereit erklärt, der PDVSA einen Dispositionskredit in Höhe von 1,5 Milliarden US-Dollar bereitzustellen, wobei die jährlichen Auszahlungen auf 300 Millionen US-Dollar begrenzt werden.¹⁹⁸

Die PDVSA: überschuldet und unterqualifiziert?

Obwohl die PDVSA weiterhin Finanzierungen für Projekte im Ölsektor von anderen Quellen als den internationalen Ölgesellschaften einwirbt, stellen Analytinnen und Analysten trotzdem in Frage, inwieweit die Konditionen dieser Vereinbarungen und die steigende Schuldenlast, die sie darstellen, für die langfristigen Interessen sowohl der PDVSA als auch der in hohem Maße vom Öl abhängigen Volkswirtschaft des Landes von Vorteil sind.

Unternehmensdaten zufolge hatte die PDVSA am Ende des ersten Halbjahres 2011 31,2 Milliarden US-Dollar Schulden (2010: 21,9 Milliarden US-Dollar), darunter 9,3 Milliarden US-Dollar Verbindlichkeiten an Lieferanten.¹⁹⁹ Die PDVSA scheint sich auch weiterhin um umfangreiche Finanzierungen aus den BRIC-Ländern zu bemühen – Mitte 2011 schuldete Venezuela Brasilien, China und Russland geschätzte 34 Milliarden US-Dollar (mit China an der Spitze).²⁰⁰

Kommentar der *Financial Times*: «Die Tatsache, dass China mehr Kredite (jetzt in Höhe von 32 Milliarden US-Dollar) an Venezuela gewährt hat als an jedes andere Land in Lateinamerika, hat ihren Preis – und die PDVSA trägt den

Hauptteil der Last.»²⁰¹ Im Einzelnen darf die PDVSA, Berichten zufolge, den Wert des Öls, das sie an China liefert, nicht von den Förderabgaben, die sie an die venezolanische Staatskasse zahlt, abziehen. Dies bedeutet, dass «die PDVSA Öl nach China liefert, aber dafür nicht bezahlt wird – weder von den Chinesen noch vom venezolanischen Staat. Legt man einen durchschnittlichen Preis von etwa 100 US-Dollar pro Barrel für 2011 zugrunde, würde dies die PDVSA in diesem Jahr mehr als 15 Milliarden US-Dollar kosten – Geld, auf das das klamme Unternehmen mit massiven Investitionsverpflichtungen kaum verzichten kann».²⁰²

Außerdem, in klassischer «Ressourcenfluchmanier», wird das hohe Schuldenniveau der PDVSA dadurch verschlimmert, dass die Regierung das Unternehmen als Goldesel nutzt, um staatliche Ausgaben zu finanzieren.²⁰³ Eine Quelle beschreibt die Aufwärtsspirale der Verschuldung der PDVSA – und letztlich des venezolanischen Staates – wie folgt: «Von 1998 bis 2010 hat sich die Verschuldung Venezuelas mehr als verdreifacht (unter Berücksichtigung interner und externer Verschuldung, Verbindlichkeiten der PDVSA sowie Verpflichtungen an den größten Kreditor, China). Die Gesamtverschuldung des Landes summiert sich auf etwa 120 Milliarden US-Dollar *und macht etwa 50 Prozent seines BIP aus, etwa doppelt so viel wie die durchschnittliche Schuldenmenge, die die übrigen Länder Lateinamerikas tragen*. Die steigende öffentliche Verschuldung liegt in dem schweren Missmanagement bei den Öleinnahmen begründet. Stark subventionierte Ölexporte in andere Länder Lateinamerikas und nach China sowie die Kosten der extensiven Sozialprogramme sind die größten Ursachen von Venezuelas massiver Verschuldung» [Hervorhebung hinzugefügt].²⁰⁴

Offenbar wird diese Politik, die PDVSA wie ein Sparschwein auszubeuten, derzeit intensiviert. Den eigenen Unternehmensangaben der PDVSA zufolge «verzehnfachte» sich im ersten Halbjahr 2011 «der Beitrag [des Unternehmens] zu Chavez' außerbudgetärem Sonderentwicklungsfonds «Fonden» auf 7,3 Milliarden US-Dollar, verglichen mit 691 Millionen US-Dollar im selben Zeitraum 2010».²⁰⁵

Zusammen mit dem steilen Anstieg der Zahlungen der PDVSA an den Staat insgesamt (die sich von 5,2 Milliarden US-Dollar 2010 auf 18,2 Milliarden US-Dollar 2011 mehr als verdreifachten) ist diese Zunahme der Finanzierung für «Fonden» als Teil «einer sich beschleunigenden Verfeuerung von Staatsgeldern» beschrieben worden, die dem Amtsinhaber bei der Präsidentschaftswahl 2012 die Wiederwahl sichern soll,²⁰⁶ einem Urnengang, der als «einer der knappsten von [Chavez'] 13 Jahren im Amt» gilt.²⁰⁷

Der Wunsch der Regierung, die Ölförderung des Landes zu erhöhen, zumindest kurzfristig, wurde auch mit den Bestrebungen des Präsidenten, wiedergewählt zu werden, in Verbindung gebracht.²⁰⁸ Den größten Teil dieser Steigerung sollten die Orinoco-Felder liefern, mit dem Ziel, die Gesamtförderung um zusätzliche 2,1 Millionen Barrel pro Tag zu erhöhen.²⁰⁹ Die Regierung hat behauptet, dass der Orinoco-Gürtel 2012 zu diesem Zweck weitere 5 Milliarden US-Dollar erhalten wird – die Quelle dieser Finanzspritze ist allerdings unbekannt.²¹⁰ Der Betrieb im Orinoco-Gürtel wurde 2011 außerdem zur dringlichen Angelegen-

heit erklärt, um die normalerweise langwierigen Lizenzierungsverfahren für Unternehmen, die Dienstleistungen und Ausrüstung in Auftrag geben wollen, zu beschleunigen.²¹¹

Dies wirft jedoch eine zweite, damit verbundene Frage auf: nämlich ob die PDVSA die erforderliche technische und die Managementkapazität besitzt – von den finanziellen Ressourcen einmal abgesehen –, um die Förderung zu steigern. In den letzten Jahren hat das Unternehmen höhere Ziele für die Förderung bekanntgegeben, um sie dann regelmäßig nach unten zu korrigieren.²¹² Die PDVSA hat mit ernsthaften betrieblichen Problemen zu kämpfen, etwa Engpässen in der Stromversorgung (die einen Mangel an verfügbarem Gas für die Ölförderung aufzeigen), während Kritikerinnen und Kritiker auch auf mangelhafte Transparenz des Unternehmens hinweisen, die eine sich verschlechternde Sicherheitsbilanz verbergen soll.²¹³ Es darf auch angezweifelt werden, ob die im Unternehmen derzeit vorhandene Expertise ausreicht, um eine Ressource im Maßstab des Orinoco zu entwickeln,²¹⁴ und ob ausländische Fachkräfte in großer Zahl angeworben werden können.²¹⁵

Die PDVSA hat ihre ausländischen Partner mit Minderheitsbeteiligung gebeten, ihre Förderung im Orinoco zu steigern.²¹⁶ Es wird jedoch angezweifelt, ob sie diese Forderungen erfüllen können. Einer Quelle zufolge: «Die Förderung im Orinoco-Gebiet beträgt derzeit wahrscheinlich etwa 650.000 bpd, wobei die mangelnde Expertise der 30 beteiligten Ölgesellschaften [...], die aufgrund ihrer ideologischen Nähe zu Herrn Chavez statt ihrer Erfahrung ausgewählt wurden, als Hemmschuh wirkt.»²¹⁷ Beispielsweise wird das Konsortium aus den fünf größten Ölgesellschaften Russlands, das eine Minderheitsbeteiligung am Junín-6-Projekt hält, Berichten zufolge sein Ziel für die Förderung von Rohöl 2012 (50.000 Barrel pro Tag) nicht erreichen. Wahrscheinlich wird es nur ein Fünftel dieser Menge fördern.²¹⁸

Außerdem: Sogar dort, wo die Expertise vorhanden ist, ist die Finanzierung weiterhin eine Herausforderung. Der Geschäftsführer von Chevron für die Region hat gesagt, dass das Unternehmen zwar in diesem Jahr die Förderung im Carabobo-3-Block anlaufen lassen wird, aber: «Diese Projekte werden Milliarden Dollar kosten. Daher müssen wir herauskriegen, wie wir an solch große Mengen Geld herankommen können.»²¹⁹

Soziale und Umweltauswirkungen

Der Regierung Venezuelas zufolge ist der Orinoco «mit seinen Nebenflüssen einer der Flüsse mit der üppigsten Vegetation in Südamerika und der Welt. Das Flusseinzugsgebiet des Orinoco nimmt vier Fünftel der Fläche Venezuelas ein, und das Wasser von 94,5 Prozent des Flusseinzugsgebiets fließt in den Atlantischen Ozean.»²²⁰ Diese abgelegene Gegend verfügt über hohe Biodiversität und ist ein «Feuchtgebiet von globaler Bedeutung und ein entscheidender Lebensraum für eine Reihe gefährdeter Arten».²²¹ Insgesamt ist die Bevölkerungsdichte

niedrig, «obwohl viele kleine Dörfer der einheimischen Waraos-Amerindianer entlang der Flussufer gelegen sind».²²²

Die massive Entwicklung im Orinoco-Gürtel wird zwangsläufig große Umwelt- und soziale Auswirkungen auf die Region haben, wie auch Auswirkungen auf das Klima. Derzeit gibt es dort wenig Elektrizitäts-, Wasser- und Verkehrsinfrastruktur,²²³ und die Förderung von nicht konventionellem Öl wird eine enorme neue Infrastruktur für Förderung und Veredlung des Rohöls sowie für den Transport von Rohöl und Ausrüstung erfordern.²²⁴ Manche Ölgesellschaften haben bereits Bedenken geäußert, wie der aktuelle Mangel an Infrastruktur negative Auswirkungen auf Entwicklungspläne für den Orinoco-Gürtel haben wird, besonders auf den Transport des veredelten Rohöls.²²⁵

Beispielsweise wird die Entwicklung der Junín- und Carabobo-Lizenzgebiete den Bau von fünf Veredlern und eines (von der ENI durchzuführenden) Raffinerieprojektes bedeuten. Die Veredler für den Carabobo-Block werden sich in Soledad befinden, einem Ort am Orinoco gegenüber Ciudad Bolívar.²²⁶ Außerdem wird es erforderlich sein, die Versorgung der bis zu 100.000 zusätzlichen Arbeitskräfte, die der Regierung zufolge benötigt werden könnten, zu bewerkstelligen.²²⁷

Einer neueren Studie eines Netzwerks von 20 Nichtregierungsorganisationen (ARA) zufolge wird dieser massive Zustrom an Investitionen ein Gebiet treffen, das höchst sensible Ökosysteme und leider einen schwach entwickelten Umweltschutz hat.

Die ARA hat den gegenwärtigen Zustand der Umwelt in Venezuela in den folgenden Bereichen analysiert: Verlust der Biodiversität, Umweltverschmutzung, Management fester Abfälle, Auswirkungen der Ölförderung, Management von Wasserressourcen und Schutzgebieten sowie globaler Klimawandel.²²⁸ Der Bericht fasst die Ergebnisse wie folgt zusammen: «Die Tatsache, dass die venezolanische Regierung Zugang zu außerordentlichen ökonomischen Ressourcen hat, und das Fortbestehen einer Wirtschaftsweise, die auf der Existenz überaus kostengünstiger Brennstoffen basiert, haben eine Kultur geschaffen, in der Verschwendung, unkontrollierter Konsum, die Entwertung der Natur und ein Mangel an Weitsicht intensive Auswirkungen auf das Land haben, inklusive Luft-, Boden- und Wasserverschmutzung, enorme Mengen fester Abfälle sowie die Verschwendung von Energie und Ressourcen.»²²⁹

Der Bericht wirft darüber hinaus ein Schlaglicht insbesondere auf die folgenden Brennpunkte:

- Verschlechterung des Zustands der empfindlichen Ökosysteme durch Ölgewinnung im Bereich des Orinoco-Ölgürtels und des Maracaibo-Sees;²³⁰
- Bodenverluste und Erosionsprozesse in Explorations- und Förderzonen im Orinoco-Gürtel;
- Umweltrisiken durch z.B. Auffangbecken, die überlaufen und lecken könnten;
- Fehler im Umgang mit Nebenprodukten des Raffinerungsprozesses (hauptsächlich Schwefel und Koks), die Wasser-, Luft- und Bodenverschmutzungen verursachen;

- hohe CO₂-, SO₂- und NO_x-Emissionen bei den Raffinerungs- und Veredelungsprozessen;
- Ausstoß von Erdölprodukten in Gewässer als Folge von Fehlern in Überwachungs-, Instandhaltungs- und Präventionsprozessen;
- Verschmutzung und Degradierung von Böden aufgrund des Vorhandenseins von Abfallprodukten der Ölausbeutung sowie aus technischen Bauwerken, die mit dieser Aktivität verbunden sind.²³¹

Weiterhin warnt der Bericht vor den «enormen Umwelt- und Sozialrisiken, die mit der Entwicklung von Öl- und Gas-Megaprojekten verbunden sind und über die ein Mangel an ausreichender öffentlicher Information hinsichtlich der anzuwendenden Umwelt- und soziokulturellen Standards herrscht».²³² Der ARA zufolge wird die Entwicklung der Schwerstölressourcen und anderer Megaprojekte im Orinoco-Gürtel Folgendes bedeuten: «[I]ndustrielle Entwicklung in großem Maßstab in Gebieten, in denen ein schwerwiegender Mangel an Versorgungsdienstleistungen, etwa Trinkwasserversorgung, Abfall- und Abwasserentsorgung herrscht. Einige dieser Projekte werden [Gebiete unter besonderer Verwaltung]²³³ sensible Ökosysteme und wichtige Flusseinzugsgebiete beeinträchtigen. Klare Informationen über Risikomanagement, Kompensation, erforderliche Überwachungs- und Aufsichtsverfahren, um ernsthafte Umwelt- und Sozialschäden zu vermeiden, gibt es nicht.»²³⁴

Überdies kritisiert die ARA einen besorgniserregenden Mangel an Umsetzung bestehender Umweltvorschriften und an Überwachung der Umweltauswirkungen durch das Umweltministerium und die Ölgesellschaften. Die Vorschriften sind veraltet, und im Umweltministerium mangelt es an Sachverständigen, die die vom venezolanischen Recht vorgeschriebenen Umweltverträglichkeitsprüfungen von Ölprojekten durchführen können.²³⁵ Vielen Ölgesellschaften, die in Venezuela investieren, mangelt es außerdem an Managementsystemen für Umweltauswirkungen. Insgesamt empfiehlt der Bericht eine substantielle Überholung des umweltpolitischen Rahmens des Landes, um das Management von Umweltauswirkungen seitens der Ölbranche zu verbessern.²³⁶

Die Bedenken der ARA werden von den (extrem knappen) von der PDVSA öffentlich gemachten Informationen bezüglich der Bewertung von Umweltrisiken aus der Ölförderung in der Orinoco-Region gestützt. Im August 2007 hat die PDVSA dem Umweltministerium zwei Umweltstudien zur «nachhaltigen Entwicklung» des Gürtels vorgelegt.²³⁷ Diese Studien schätzten den aktuellen Stand des Naturschutzes im Gürtel auf 80 Prozent; Analysen der Junín-Zone zeigten, dass gegenwärtige Interventionen der Ölbranche schon 6 Prozent der Ökosysteme der Zone beeinträchtigt hatten und dass Maßnahmen ergriffen werden müssten, um zukünftige Auswirkungen zu vermeiden.²³⁸ Der Leiter der Umweltschutzabteilung der PDVSA unterstrich, dass «das Gebiet in einzigartiger Weise fragil ist, mit einer begrenzten Menge an Land, die für eine landwirtschaftliche Nutzung zur Verfügung steht. Deswegen müssen Interventionen in dieser Zone sorgfältig durchgeführt werden.»²³⁹

Allerdings, trotz der rechtlichen Erfordernis einer Umweltverträglichkeitsprüfung für alle Ölprojekte, einschließlich Grundlagenerhebungen, sind die Studien aus dem Jahr 2007 offenbar nicht veröffentlicht worden, und es gibt keine Information für die Öffentlichkeit über neuere Umweltverträglichkeitsprüfungen, die die PDVSA bezüglich gegenwärtiger oder zukünftiger Aktivitäten im Orinoco-Gürtel erstellt haben könnte.²⁴⁰ Die IEA stellt fest, dass «Förderung am Orinoco ähnliche Herausforderungen gewärtigen muss wie kanadische In-Situ-Ölsandprojekte, insbesondere die Verfügbarkeit von Energie für die Produktion von Dampf, die Verfügbarkeit von Wasser sowie CO₂-Emissionen», und betont, dass es «sehr wenig Informationen über die gegenwärtige Leistungsfähigkeit und zukünftige Pläne für die Minderung der Umweltauswirkungen» gibt.²⁴¹ Aus diesem Grund plädiert die IEA für «offene gemeinsame Arbeiten von PDVSA und Umwelt-Nichtregierungsorganisationen», um an solche Informationen zu gelangen.²⁴²

Bedenken vor Ort über Luftverschmutzung aus der Veredelung

Der Umweltbericht 2010 der PDVSA enthält zwar einige begrenzte Informationen über gegenwärtige Emissionen, Luftgüteüberwachung und Umweltgenehmigungen im Orinoco-Gürtel, jedoch keine umfassende Analyse der Umweltauswirkungen.²⁴³ Eine Information, die im Bericht zu finden ist, betrifft die Luftqualität beim Industriekomplex José Antonio Anzoátegui mit den vier Veredlern, die das Rohöl aus dem Gürtel aufarbeiten, sowie anderen damit zusammenhängenden petrochemischen Industrieanlagen. Der folgenden Tabelle zufolge scheinen einige der aus der Anlage emittierten Schadstoffe im Zeitraum Januar bis September 2010 über dem erlaubten Grenzwert gewesen zu sein:

Abbildung 20: Besonderheiten und Ergebnisse von Studien zur Luftqualität

Betriebseinheit	Bewertungszeitraum	Zahl der genutzten Stationen	Untersuchte Schadstoffe	Schadstoffe außerhalb des Normalbereichs
Puerto La Cruz Refinery	Januar-März 2010	1 Station (automatisch)	SO ₂ , CO, NO ₂ , O ₃ , H ₂ S	Nicht untersucht
	März-September 2010	2 Stationen (halbautomatisch)	NO ₂ , H ₂ S, PTS, Pb in PTS und fluorides	PTS und Fluoride
	März-September 2010			H ₂ S und Fluoride
José Antonio Anzoátegui Industrial Complex	Januar-September 2010	1 Station (automatisch und halbautomatisch)	SO ₂ , CO, NO ₂ , PTS, O ₃ , H ₂ S	SO ₂ , PTS, H ₂ S
		1 Station (automatisch und halbautomatisch)		SO ₂
		1 Station (automatisch und halbautomatisch)	CO und PTS	Nicht untersucht
		2 Stationen (halbautomatisch)	PTS	Nicht untersucht PTS
Exploration and Production Centro Sur, Barinas District	Oktober-November 2010	2 Stationen (halbautomatisch)	SO ₂ , CO, NO ₂ , PTS und H ₂ S	Nicht untersucht
Occidente Distribution Plants (EL VIGIA)	Mai-Juni 2010	3 Stationen (halbautomatisch)	SO ₂ , NO ₂ , PTS und O ₃	Nicht untersucht
INTEVEP	Februar-September 2010	1 Station (halbautomatisch)	PTS	Nicht untersucht
Petroboscan Joint Ventures (Occidente)	März-Juni 2010	3 Stationen (halbautomatisch)	SO ₂ , NO ₂ , PTS, O ₃ und H ₂ S	Nicht untersucht
				PTS

Quelle: PDVSA 2011, S. 61.

Tatsächlich scheint die Umweltverschmutzung aus dem Veredlungsprozess ein fortdauerndes Problem im Industriekomplex José Antonio Anzoátegui zu sein; Bürgerinitiativen haben hinsichtlich der Gesundheitsschäden durch Luftschadstoffe Bedenken geäußert. Die venezolanische Presse berichtete 2011, dass eine Bürgerinitiative Chevron, Total, Statoil und TNK-BP (die vier Gesellschaften mit Minderheitsbeteiligungen neben der PDVSA an den aktuellen Öl fördernden Projekten im Gürtel) dazu aufgerufen hatte, das Problem der als Abfallprodukt bei der Veredelung von Rohöl produzierten Koksmengen anzupacken.²⁴⁴ Die Organisation behauptete, die Situation verstoße gegen die Verfassung Venezuelas (Artikel 127) sowie Artikel 42 und 43 des Umweltgesetzes des Landes und

gab an, «dass Beschwerden der Dorfbewohnerinnen und -bewohner in der Nähe des Industriekomplexes José vorliegen und dass sie aufgrund der Abfallprodukte an Atemwegserkrankungen und Allergien leiden. Die multinationalen Unternehmen können diese Verantwortung nicht umgehen, obgleich sie neben der PDVSA Minderheitspartner sind.»²⁴⁵

Im August 2011 wurde berichtet, dass die PDVSA das italienische Unternehmen Energy Coal beauftragt hatte, das gesamte in der Anlage eingesetzte System für den Umgang mit festen Abfällen in den Projekten Petropiar, Petromonagas, Petrocedeño und Petroanzoátegui zu reparieren und zu modernisieren.²⁴⁶

Diese Angelegenheit ist deswegen besonders bedeutsam, weil die Menge an toxischen festen Abfällen, die bei vollständiger Entwicklung des Orinoco-Gürtels zu erwarten ist, und die Risiken aufgrund ihres Transports zum Orinoco und dann entlang des Flusses zur Küste wahrscheinlich erheblich sein werden.²⁴⁷ Toxische feste Abfälle (geschätzte 67.800 Tonnen Schwefel und 52.250 Tonnen Koks pro Tag) werden mit der Bahn zum Orinoco-Fluss und dann auf Kähnen an die Küste bei Punta Cuchillo transportiert; flüssige Abfälle werden durch eine neue, 432 km lange Pipeline zur Araya-Halbinsel geleitet, wo sie in Verladestationen mit einer anfänglichen Kapazität von 800.000 Barrel pro Tag gelagert werden.²⁴⁸ Diese komplexe Öltransportroute wird sensible Wald-, Fluss- und marine Ökosysteme durchqueren.

Klimaschutz

Einer Studie des US National Energy Technology Laboratory (NETL) aus dem Jahre 2009 zufolge erfordert das Schwerstöl bzw. Bitumen Venezuelas dieselbe Art «energieintensiver Förder- und Vorverarbeitungsprozesse» wie kanadische Teersande, was zu «um ein Mehrfaches höhere Treibhausgasemissionen als für die Förderung von konventionellem Rohöl» führt.²⁴⁹ Dem US-amerikanischen Energieministerium zufolge bedeutet dies, dass Diesel aus venezolanischem Bitumen derzeit die zweithöchsten «Well to Tank»-Treibhausgasemissionen (Emissionen vom Bohrloch bis zum Tank) hat, nach Treibstoff aus kanadischen Teersanden.²⁵⁰

Abbildung 21: Schwerstölprojekte im Orinoco-Gürtel in Venezuela

Projektbezeichnung	Ausländische Partner	Status	Kapazität (kb/d)	Geplanter Beginn
PetroAnzoategui (PetroZuata)	Keine (100% PDVSA)	In Betrieb	120	
Petrocedeno (Zuata)	Total (30%)/Statoil (10%)	In Betrieb	200	
Petroplar (Hamaca)	Chevron (30%)	In Betrieb	190	
Petromonagas (Cierro Negro)	BP 17%	In Betrieb	110	
Sinovensa	CNPC	In Betrieb	80	
Gesamt in Betrieb			700	
Junin 2	Petrovietnam	Angekündigt	200	2012
Junin 5	ENI	Angekündigt	240	2013
Carabobo 1	Repsol/India/Petronas	Angekündigt	480	2015
Carabobo 3	Chevron/Inpex/Mitsubishi/Suelo petrol	Angekündigt	400	2015
Junin 4	CNPC	Angekündigt	400	2017
Junin 6 (Petromiranda)	Russische Unternehmen	Angekündigt	450	2017
Junin 10	Total/Statoil	In Verhandlung	200	
Gesamt beantragt			2 370	
Gesamt in Betrieb + beantragt			3 070	

Anmerkung: Daten und Förderkapazität sind etwas ungewiss, da die PDVSA, die an allen Projekten eine Mehrheitsbeteiligung besitzt, keine detaillierten Pläne veröffentlicht.

Es sollte erwähnt werden, dass genaue Emissionsdaten für die Förderung von Venezuelas Schwerstöl weniger leicht erhältlich sind als für kanadische Teersande. Das NETL schätzt derzeit einen Mittelwert von 95 kg CO₂E/bbl, und das ist weniger als der Mittelwert für die kanadischen Teersande (112 kg CO₂E/bbl).²⁵¹ Im Sinne einer Ökobilanz bedeutet dies immer noch, dass «venezolanisches Bitumen, kanadische Ölsande und Nigeria im Vergleich mit anderen Quellen aufgrund ihrer hohen Treibhausgasemissionen hervorstechen,»²⁵² wobei venezolanisches Bitumen Emissionen von 30,8 kg CO₂E/MMBtu LHV von Diesel mit niedrigem Heizwert aufweist, was hinter Diesel aus kanadischen Ölsanden den zweiten Platz belegt (siehe Abbildung 21).

Abbildung 22: Treibhausgasemissionen für Diesel, aufgeschlüsselt nach Rohölquellen

Rohölquelle	Rohöl-förderung und Vor-verarbeitung	Rohöl-transport	Diesel-raffinierung	Transport des fertigen Kraftstoffs	Well-to-Tank (vom Bohrloch bis zum Tank) Gesamt
	kg CO₂E/MMBtu von Diesel mit niedrigem Heizwert				
Kanadische Ölsande	19.0	0.9	13.2	0.8	34.0
Venezolanisches Bitumen	16.3*	1.1	12.5	0.8	30.8*
Nigeria	22.0	1.7	5.1	0.8	29.7
Mexiko	6.6	1.0	15.7	0.8	24.1
Angola	14.0	1.9	6.3	0.8	23.0
Kuwait	2.8	2.7	13.2	0.8	19.6
Irak	3.3	2.7	11.8	0.8	18.7
Konventionelles Rohöl aus Venezuela	4.1	1.1	12.5	0.8	18.6
Ausgangswert WTT** (Well-to-Tank, d.h. vom Bohrloch bis zum Tank)	6.6	1.3	9.5	0.9	18.4
Konventionelles Rohöl aus Kanada	6.0	0.9	10.3	0.8	18.0
Ecuador	5.3	1.7	9.9	0.8	17.8
Saudi-Arabien	2.3	2.7	11.6	0.8	17.4
USA	4.2	0.7	7.7	0.8	13.5
Algerien	6.0	1.5	4.0	0.8	12.4

* Mit den Schätzungen der Treibhausgasemissionen aus Förderung und Vorverarbeitung des venezolanischen Bitumens sind aufgrund der begrenzten Datenverfügbarkeit größere Unsicherheiten verbunden als bei anderen Rohölquellen. Eine Unsicherheitsanalyse ergibt ein 90-prozentiges Konfidenzintervall von 11 bis 20 kg CO₂E/MMBtu LHV-Diesel für Förderung und Vorverarbeitung und 25 bis 35 kg CO₂/MMBtu LHV Diesel für die WTT-Treibhausgasemissionen, d.h. die Treibhausgasemissionen vom Bohrloch bis zum Tank. Der Gesamteffekt dieser Unsicherheit auf dem WTT-Ausgangswert ist geringer als 1 Prozent.

** Der Ausgangswert umfasst in die USA importierte Transportkraftstoffe im Jahre 2005, jedoch nicht das Akquisitionsprofil des neuen veredelten venezolanischen Bitumens. Die Auswirkungen des neuen venezolanischen Profils auf den durchschnittlichen Ausgangswert für 2005 der nationalen WTT-Treibhausgasemissionsprofile für jeden Kraftstoff machen weniger als 0,5 Prozent aus.

Quelle: US Department of Energy, 2009²⁵³

Was das Emissionsprofil des Landes betrifft: Obwohl Venezuela dem Umweltnetzwerk ARA zufolge derzeit nur 1 Prozent der globalen Emissionen verursacht, hätte der Plan der Regierung zur Steigerung der Ölförderung einen Anstieg der Ölförderung um etwa 5,8 Millionen Barrel pro Tag (mbpd) 2012 zur Folge, was die Treibhausgasemissionen von 30 Millionen Tonnen pro Jahr auf knapp 80 Millionen Tonnen pro Jahr fast verdreifachen würde.²⁵⁴

Der ARA zufolge hat Venezuela nicht nur eine «moralische Verantwortung, aktiv dazu beizutragen, eine Lösung [für den Klimawandel] zu finden», sondern ist selbst gegenüber den Auswirkungen des Klimawandels «in hohem Maße gefährdet», die «unter anderem auf die Nahrungsmittelproduktion, die menschliche Gesundheit, den Energiebedarf, die Biodiversität und das Überschwemmungsrisiko» zurückwirken werden.²⁵⁵ Allerdings sei trotz der Risiken der nationale klimapolitische Rahmen unzureichend: «Es besteht keine Klarheit über die Existenz von Klimaschutz- und Anpassungsstrategien, mit klaren Zielen und spezifischen Aktivitäten, inklusive ihres jeweiligen Umfangs und Zeitplans, ihrer Kosten und der Zuweisung von Ressourcen und Verantwortlichkeiten. In der Praxis scheint es überhaupt keine klaren Klimaschutzstrategien zu geben, denn es sind in den Automobil- und Ölsektoren keine effektiven Maßnahmen ergriffen worden, um die Treibhausgasemissionen zu senken. In ähnlicher Weise sind die vorgeschlagenen Veränderungen am Modell des Landes zur Energieerzeugung auf der Substitution von Energieerzeugungsprozessen, vor allem der Wasserkraft, durch Thermoelektrizität fundiert, was ein Schritt in die entgegengesetzte Richtung zu sein scheint.»²⁵⁶

Aus diesen Gründen empfiehlt die ARA eine Reihe konkreter Schritte bezüglich der Klimaschutz- wie der Anpassungspolitik. Dazu gehören: die Schaffung eines Nationalen Büros zum Klimawandel, um sektorübergreifende Maßnahmen zu koordinieren und zu fördern; das Mainstreaming des Klimaschutzes in alle staatlichen Planungsprozesse; die Entwicklung einer nationalen Bildungsstrategie zum Klimawandel und die Förderung einer einschließenden Öffentlichkeit; regionale und lokale Anpassungsplanung, Einbeziehung des Klimawandels in Strategien zur Armutsbekämpfung; eine nationale Kampagne zur Wiederaufforstung; und die Einführung von Klimaschutzpolitiken in den Sektoren Verkehr und Energie.²⁵⁷

Was spezifisch den Ölsektor betrifft, fordert der Bericht «die Senkung der Emissionsmenge aus der Ölbranche, insbesondere aus der Raffinierung und Veredelung von Schweröl.»²⁵⁸ Tatsächlich könnte die vollständige Entwicklung des Orinoco-Gürtels den Bemühungen um den Klimaschutz einen tödlichen Schlag versetzen.

2.3 Teersande in Afrika

Bitumen- oder Schwerstölressourcen sind Berichten zufolge in der Republik Kongo (Brazzaville), Madagaskar, Nigeria, Angola und der Demokratischen Republik Kongo (DR Kongo) vorhanden.²⁵⁹ Vier dieser Länder haben bereits wegen des Ressourcenfluchs große Probleme.

Medien- und andere Berichte behaupten, dass von diesen fünf Ländern die Ausbeutung der Teersande und Schwerölressourcen in Madagaskar in der nahen Zukunft am wahrscheinlichsten ist,²⁶⁰ obwohl bis heute die Forschungs- und Lobbyaktivitäten zu Investitionen in Teersande in Afrika sich hauptsächlich auf

die Erkundungstätigkeiten von ENI in einem 1.790 km² großen Regenwaldgebiet in der Republik Kongo konzentriert haben.

In der Bemolanga-Teersandressource in Madagaskar stecken geschätzte 16,5 Milliarden Barrel, wovon etwa 10 Milliarden Barrel gefördert werden können. Der französische Ölkonzern Total besitzt einen 60-prozentigen Anteil am Projekt, das vom unabhängigen Unternehmen Madagascar Oil betrieben wird. Angesichts der Tatsache, dass es sich um eine oberflächennahe Ressource handelt, die deswegen wahrscheinlich abgebaut wird, wären die Kosten für Exploration und Betrieb wahrscheinlich geringer als in Kanada. Ein Analyse schätzte 2007, dass Preise bei «etwa 60 US-Dollar pro Barrel [bleiben] müssten, um einen anständigen Profit aus der Investition herauszuholen.»²⁶¹ In jüngerer Zeit, mit einem Ölpreis von mehr als 80 US-Dollar pro Barrel, hat der Betreiber Total behauptet, dass Bemolanga «200 kb/d fördern könnte, unter Einsatz von Bergbautechnologie».²⁶²

Wenig spricht dafür, dass Madagaskar über die staatlichen Institutionen verfügt, um neue Investitionen in den Bergbau in eine dringend erforderliche nachhaltige Entwicklung umzulenken und gleichzeitig die von anderen rohstofffördernden Ländern in der Region erlittenen Folgen zu vermeiden, besonders angesichts der gegenwärtigen politischen Turbulenzen.²⁶³ Das Welternährungsprogramm hat 2006 60 Prozent der Bevölkerung des Landes als «extrem arm» eingestuft.²⁶⁴ Aber die Bergbauinvestitionen würden hohe Risiken im Hinblick auf Umwelt, Gesellschaft und Politik bergen.

Die Exploration von ENI in der Republik Kongo befindet sich in der Anfangsphase, und es ist weder klar, ob das Projekt wirtschaftlich rentabel ist, noch ob ENI über die notwendigen technischen Mittel verfügt. Die ENI hat sich jedoch bereits als unwillig erwiesen, die von kongolesischen und internationalen zivilgesellschaftlichen Gruppen angesprochenen potentiellen Auswirkungen des Projekts zu berücksichtigen.²⁶⁵

Bei den Investitionen im Kongo wie in Madagaskar bestätigt sich angesichts der zu erwartenden nachteiligen Auswirkungen vor Ort, dass «keine [dieser Ressourcen] groß genug ist, um eine signifikante Auswirkung auf das globale Ölangebot zu haben», und damit die Ausbeutung eigentlich sinnlos ist.²⁶⁶

Es gibt nur wenige öffentlich zugängliche Informationen zu den Bitumenressourcen in der DR Kongo und in Angola. USGS-Daten aus dem Jahre 2005 zufolge verfügt Angola über Ressourcen von 4,65 Milliarden Barrel Öls, davon 465 Millionen Barrel an weiteren Reserven,²⁶⁷ und die DR Kongo über 300 Millionen Barrel Öls, davon 30 Millionen Barrel an Reserven.²⁶⁸ Bislang ist weder das eine noch das andere Land ein Schwerpunkt für die Exploration gewesen.

Im August 2009 hat ENI eine Vereinbarung mit der Regierung der DR Kongo bekanntgegeben, um Machbarkeitsstudien «zur Ausbeutung sowohl konventioneller als auch nicht-konventioneller Kohlenwasserstoffe [und] zur Gasverwertung in den östlichen Landesteilen» durchführen zu lassen.²⁶⁹ Es ist jedoch nicht klar, auf welche Art nicht konventionelle Ressource sich dies bezieht. Die DR Kongo scheint auch über Ölschiefervorkommen in der Bas-Congo-Region zu verfügen.²⁷⁰

Der Bitumengürtel Nigerias befindet sich in den Staaten Ondo, Ogun und Edo, und die Ressource ist wahrscheinlich sehr viel größer als diejenigen in Madagaskar oder dem Kongo. Schätzungen des nigerianischen Bergbauministeriums aus dem Jahre 2009 zufolge umfasst sie 27 Milliarden boe, jedoch nur 1,1 Milliarde boe an nachgewiesenen Reserven.²⁷¹ Das Ministerium hat sich um ausländische Investitionen bemüht, nachdem 2007 mit der Novellierung der Bergbaugesetze ein «förderliches Umfeld» mit unternehmensfreundlichen Steuerregelungen geschaffen wurde. Es ist unklar, ob Lizenzen in einem 2009 angekündigten Bieterverfahren für zwei Blöcke vergeben wurden, obwohl Berichten zufolge Unternehmen aus den Vereinigten Staaten, Kanada, Nigeria, Südafrika und China Interesse bekundeten.²⁷²

Die Ausbeutung von Nigerias Bitumenblock scheint derzeit ins Stocken geraten zu sein; die soziale und Umweltzerstörung als Folge der bestehenden Ölförderung in Nigeria ist ausführlich dokumentiert.²⁷³ Eine Expansion von Investitionen über das Delta hinaus in neue Grenzbereiche – nicht nur für Bitumenerkundung, sondern auch in die Tiefsee (siehe unten) – lässt die Fortsetzung des Ressourcenfluchs in Nigeria befürchten und weitere Auswirkungen neuer Entwicklungen auf lokale Gemeinschaften, die bislang nicht von der Ölförderung betroffen waren.

Im Fall der Bitumenressource beispielsweise haben Stammesführer auf Gemeinschaften hingewiesen, die vertrieben wurden, um die Erkundung der Ressource zu erleichtern. Die nigerianische NGO Environmental Rights Action/Friends of the Earth Africa hat bereits 2003 Bedenken über den Mangel an Öffentlichkeitsbeteiligung zum Thema Bitumenerkundung und ihre möglichen Nachteile auf Gesellschaft und Umwelt vorgebracht.²⁷⁴

2.4 Marginal Oil südlich der Sahara: Onshore- und Offshore-»Frontier«-Öl

Sowohl West- als auch Ostafrika sind Schwerpunkte der «Frontier»-Exploration nach konventionellem Öl, das gilt für das Land wie die Tiefsee. Die DR Kongo und Uganda sind Ziele der konventionellen Onshore-Erkundung, die in jeder Hinsicht hochriskant ist, besonders im Fall der DR Kongo. Das Land fördert offshore bereits 25.000 bpd, und neue Onshore-Exploration konzentriert sich derzeit auf das Albertine Rift Basin beidseits der Grenze mit Uganda.²⁷⁵ Das an der Londoner Börse notierte Unternehmen SOCO International erkundet ebenfalls den Onshore-Nganza-Block im westlichen Bas Congo (heute Zentral-kongo) an der Grenze zur Republik Kongo und nach Angola²⁷⁶, und im August 2010 gab ENI bekannt, dass es 55 Prozent des Ndunda-Blocks (ebenfalls im Bas Congo) gekauft habe.²⁷⁷ Angeblich gibt es Pläne für eine Lizenzvergabe in den Cuvette- und Tanganjika-Becken.²⁷⁸

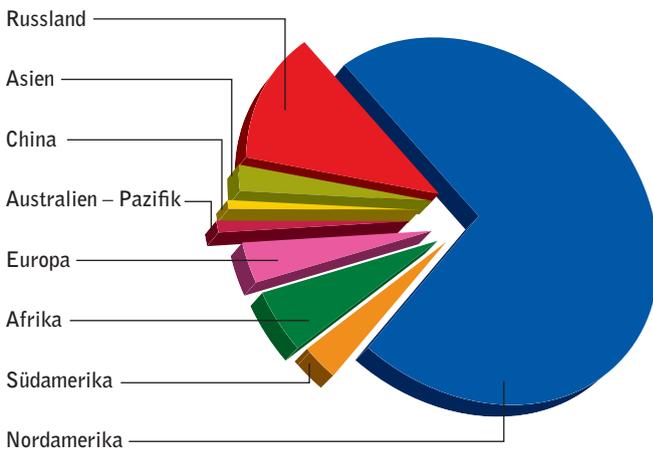
Die internationalen Ölkonzerne haben außerdem auf die möglichen Ressourcen am Horn von Afrika ein Auge geworfen – «eine der letzten verbleibenden unerschlossenen «Grenzregionen» für konventionelles Öl. Die Region ist im Visier mehrerer kleinerer internationaler Ölkonzerne, darunter Tullow Oil aus

dem Vereinigten Königreich, die derzeit eine «gemeinsame regionale Explorationskampagne» in Äthiopien durchführen.²⁷⁹ Das Ogaden-Becken in Äthiopien ist die «westliche Hälfte» des East African Karoo Rift Basin (dessen östliche Hälfte ist das Morondava-Becken in Madagaskar). Des Weiteren erkunden der äthiopische Staat und das lokale Unternehmen SouthWest Energy (das in Hong Kong an der Börse notiert ist) das 60.000 km² große Jimma-Becken in Äthiopien.²⁸⁰

In Nigeria gibt es auch größeres Interesse an der Tiefsee, so auch in Angola; die beiden Staaten konkurrieren um den ersten Rang als größter Ölförderer südlich der Sahara²⁸¹ (siehe unten). Westafrika insgesamt ist der «drittgrößte Tiefseebereich [der Welt], wobei in Angola und Nigeria zusammen 25 bis 30 Ölfelder betrieben werden und die See in immer größere Tiefen weiter erkundet wird».²⁸²

Ghana ist auch das Zentrum eines möglicherweise neuen Ölbooms mit etwa 600 Mb nachgewiesener Reserven.²⁸³ Öl und Erdgas aus dem riesigen Jubilee-Feld in Ghana könnten dem Land bis 2030 rund 20 Milliarden US-Dollar einbringen, aber Bürgerinitiativen schlagen bereits heute Alarm wegen unzureichender fiskalischer Kontrollen zur Sicherung der Transparenz und wegen eines Mangels an Umweltschutz, die zusammen zu einer Wiederholung des Ressourcenfluchs führen könnten.²⁸⁴

Abbildung 23: Globale Ölschiefervorkommen nach Kontinent/Region



Verteilung von 3,3 Billionen bbls ursprünglich vorhandenen Ölschiefers nach Dyni (2003) und Russell (1990)
 Quelle: Exxon Mobil, 2007²⁸⁵

Ölschiefer sind «feine Sedimente, die Kerogen enthalten».²⁸⁶ Der IEA zufolge werden die globalen ursprünglichen Ölschieferressourcen auf 5 Billionen Barrel geschätzt, wobei sich mehr als 60 Prozent in den USA befinden, gefolgt von Brasilien, Jordanien, Marokko und Russland. Davon könnten etwa 1 Billion Barrel gefördert werden.²⁸⁷

Die Erdölförderung aus Schiefer verursacht Umweltschäden und ist extrem energie- und CO₂-intensiv. Der Ölschiefer muss abgebaut bzw. bei tiefer liegenden Vorkommen in situ ausgebeutet werden, wobei ähnliche Techniken wie für die kanadischen Teersande zum Einsatz kommen. Das Kerogen muss für die Ölgewinnung auf 350 bis 450°C erhitzt werden.²⁸⁸

Aus diesem Grund merkt die EIA in ihrem *Annual Energy Outlook 2010* bezüglich der US-amerikanischen Förderung von Ölschiefer an, dass aufgrund des noch immer experimentellen Charakters der In-situ-Fördertechniken und «weil es unwahrscheinlich ist, dass der unterirdische Ausbeutungs- und der pyrolytische Fraktionierungsprozess an der Oberfläche aus Umweltsicht akzeptabel sein werden, [...] die Prognosen über die Förderung von Flüssigprodukten aus Ölschiefer als höchst unsicher betrachtet werden sollten».²⁸⁹ Die IEA stimmt zu: «Die Ausbeutung der Green-River-Lagerstätten in den USA wird wahrscheinlich aus Umweltgründen auf starken Widerstand stoßen.»²⁹⁰

Die auf 50 bis 100 US-Dollar pro Barrel geschätzten Projektkosten sind ebenfalls mit denen der kanadischen Teersandprojekte vergleichbar – Ende 2010 hat die IEA festgestellt, dass die Ausbeutung von Ölschiefer bei den gegenwärtigen Kosten bei einem Preis von 60 US-Dollar pro Barrel rentabel wäre. Solche Projekte wären allerdings auch durch jegliche Maßnahmen zur Bepreisung von CO₂ und durch Nachfragerückgänge gefährdet. In dieser Art Szenario «[würden] die niedrigeren Öl- und die höheren CO₂-Preise Ölschiefer aus ökonomischer Sicht marginalisieren».²⁹¹

Aus diesen Gründen ist es unwahrscheinlich, dass Ölschiefer ohne bedeutende technologische Durchbrüche oder staatliche Intervention zu einer neuen großen Ölquelle wird. In den Worten der IEA: «Es ist ein langer Weg von Pilotprojekten, die ein paar Tausend b/d fördern, bis zu einer Aktivität in industriellem Maßstab, die bezogen auf das globale Angebot an Öl signifikante Mengen fördern kann. Was das Green-River-Projekt von Shell in den Vereinigten Staaten konkret betrifft, da ist eine Entscheidung für die Ausbeutung vor 2015 unwahrscheinlich, und das Projekt würde ein weiteres Jahrzehnt benötigen, um die Phase kommerzieller Förderung zu erreichen.»²⁹²

Aufgrund ihrer geographischen Lage, der technologischen Herausforderungen, der Kosten der Förderung und der Umweltbelange sind Formen der Investition in Marginal Oil, die nicht Ölschiefer betreffen, kurz- bis mittelfristig für Unternehmen und Investoren attraktiver. Dennoch, wie in Teil 1 angemerkt, war Ölschiefer Berichten zufolge «der größte Teil des F&E-Budgets (von Shell)» im Jahre 2007.²⁹³ Ein Durchbruch in der Fördertechnik könnte Ölschiefer in das Zentrum der Entwicklungspläne derjenigen Unternehmen rücken, die wie Shell und Exxon seit Jahrzehnten mit der Ausbeutung der Ressource experimentieren.

2.5 Tiefsee-Investitionen

Tiefseeförderung macht einen zunehmenden Anteil der Einnahmequellen von internationalen Ölkonzernen und anderen Firmen aus, wie schon in Teil

I erörtert. In den Worten der *Washington Post*: «Die Strategie, die wirtschaftlichen Chancen von Tiefseebohrungen weiter auszunutzen, wird auf der ganzen Welt weiterverfolgt, auch wenn die Gefahren, die sie darstellen, klarer zutage treten. Andere Länder [als die USA] – darunter Brasilien, Kanada, Nigeria und Angola – bohren weiter, angezogen von neu entdeckten Ölvorkommen, die zwei- bis sechsmal so groß sind wie das durchschnittliche Vorkommen am Golf von Mexiko, und indem sie neue Chancen nutzen, die durch das Moratorium der USA entstanden sind.»²⁹⁴

Medienberichten zufolge fördern derzeit 17 Länder Öl aus Tiefseefeldern, und weitere 29 könnten ihnen folgen: «Brasilien steht auf Platz eins, mit einer Tiefseeförderung von über 1,5 Millionen b/d im vergangenen Jahr aus etwa einem Dutzend Feldern, hauptsächlich im äußeren Campos-Becken. Es wird erwartet, dass das Land seinen Vorsprung in den nächsten wenigen Jahren konsolidiert, wenn die Förderung im Tupi-Bereich und die umliegenden Felder im Santos-Becken den Betrieb aufnehmen.»²⁹⁵

Es wird außerdem angenommen, dass «Länder [wie Nigeria und Angola] aus den von der Katastrophe im Golf von Mexiko ausgelösten Unsicherheiten in den Vereinigten Staaten einen Vorteil ziehen können», denn sie führte bekanntlich zu einem Moratorium für riskante Bohrungen vor der US-Küste, wobei einiges dafür spricht, dass Unternehmen Bohrseln von den USA weg- und zu anderen Tiefseestandorten hinbringen.²⁹⁶ Allerdings stellen andere Berichte fest, dass es bislang keinen großen Exodus in andere Regionen gegeben hat.²⁹⁷

Abbildung 24: Bohrungen nach Öl und Gas durch führende Unternehmen in Wassertiefen von mindestens 400 m (Anzahl der Bohrungen in Klammern)

Region	Heutige Förderländer	Potentielle Förderländer
Nordamerika	USA (1.814)	Kanada (21), Mexiko, Grönland
Westafrika	Angola (195), Nigeria (158), Kongo (Braz.) (70), Mauretanien (21), Äquatorialguinea (20), Elfenbeinküste (4)	Gabun (6), Ghana (6), Sierra Leone (1), Namibia
Südamerika	Brasilien (622)	Trinidad (2), Kolumbien (1), Kuba, Surinam, Guyana
Asien	Indonesien (175), Australien (150), Indien (77), Malaysia (74), Philippinen (25)	Thailand (21), Brunei (11), China
Europa/ehem. Sowjetunion	Norwegen (119), Vereinigtes Königreich (115), Italien (33)	Irland (15), Färöer (4), Spanien (5), Portugal, Russland, Ukraine, Türkei
Nordafrika	Ägypten (53)	Libyen (1), Marokko (1)
Ostafrika		Kenia (1), Mosambik (1), Tansania
Naher Osten		Israel (1), Jemen (1)
Länder gesamt	17	29

Quelle: Deutsche Bank/Energy Intelligence²⁹⁸

Dennoch wird die Deepwater-Horizon-Katastrophe zu «erneuten Bedenken hinsichtlich der Sicherheit und des Umweltschutzes»²⁹⁹ führen, insbesondere zu höheren Versicherungsprämien für Unternehmen: «Frühe Berichte geben einen Anstieg von 15 bis 25 Prozent für Bohrinselfn in seichten Gewässern an, und bis zu 50 Prozent für Bohrinselfn in der Tiefsee.»³⁰⁰ Manche Analytinnen und Analysten warnten davor, dass der Unfall global zu einer Verlangsamung der Investitionen in der Tiefsee führen würde und dass Regierungen sich scheuten, sie erschließen zu lassen, oder dass Konzerne sie für zu riskant halten würden, da erhöhte technische und Regulierungsrisiken zu anderen geopolitischen und fiskalischen Unsicherheiten hinzukommen.³⁰¹ Andere vermuten, dass stärkere Regulierungen und höhere Risikoprämien im Golf die Tiefseeexploration in anderen Regionen, besonders in solchen mit schwächeren Umweltvorschriften, etwa Westafrika, attraktiver machen würden.³⁰²

Tatsache ist: Neuere Vorhaben zur Erschließung des britischen Festlandsockels sowie der historische Vertrag zwischen BP und Rosneft zur Erkundung der russischen Arktis zeigen, dass sowohl internationale Ölkonzerne als auch Regierungen weiterhin Interesse an riskanten Tiefseeprojekten haben.³⁰³

Brasilien wird wohl ein wichtiges neues Zentrum der Tiefseeförderung werden, auch wenn seine Pre-Salt-Ressourcen eine neue Herausforderung für die Technologie darstellen.³⁰⁴ Pre-Salt befindet sich in einer Tiefe von maximal 7.000 Metern unter einer 2.000 Meter dicken Salzschiicht in einem Gebiet, das etwa 800 km lang und 200 km breit ist und etwa 300 km vor der brasilianischen Atlantikküste liegt³⁰⁵. Die vorhandenen ursprünglichen Reserven werden auf bis zu 100 Milliarden Barrel geschätzt, und der staatliche Ölkonzern Petrobras behauptet, dass die Förderung bei 35 bis 45 US-Dollar pro Barrel rentabel ist.

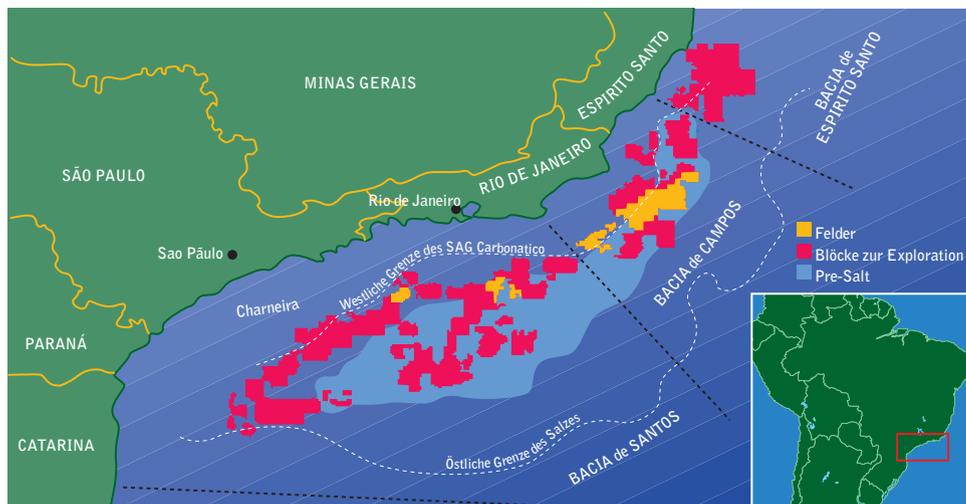
Das Unternehmen plant, bis 2020 5,7 Millionen Barrel Öl und Gas pro Tag zu fördern (mehr als die Hälfte des gegenwärtigen Outputs von Saudi-Arabien).³⁰⁶ Dies würde die staatliche Petrobras zu einem der größten Energieunternehmen der Welt machen.³⁰⁷ Allerdings sind die Herausforderungen gewaltig. Es gibt ernsthafte logistische Schwierigkeiten und hohe Infrastrukturkosten bei der Erschließung der Ressourcen³⁰⁸; obwohl Petrobras als «Weltklasse» bei der Tiefseeexploration gilt, mit einem «Sicherheits-, Umwelt- und Gesundheitsprogramm auf dem Stand der Technik»³⁰⁹, ist das Unternehmen «derzeit in der Lage, nur in etwa ein Drittel der Tiefe zu bohren, die notwendig ist, um die Pre-Salt-Vorkommen zu erreichen».³¹⁰

Petrobras setzt gegenwärtig dieselben Methoden für den Umgang mit Ölkatastrophen ein wie vergleichbare Unternehmen im Golf von Mexiko und wird «kräftig in die Entwicklung neuer Technologien und Methoden für den Umgang mit Ölkatastrophen investieren müssen, etwa ein verbessertes Bohrlochabsperrventil, mit der Folge, dass die Betriebskosten in unbekannte Höhen schnellen könnten».³¹¹ Dies kommt zur aktuellen Kostenschätzung von mindestens 19 Milliarden US-Dollar für die Ausbeutung neuer Pre-Salt-Ressourcen hinzu (Teil eines enormen Investitionsplans des Unternehmens für den Zeitraum 2010-2014 mit einem Umfang von 224 Milliarden US-Dollar).³¹²

Brasilien wird außerdem die sektoralen Herausforderungen meistern müssen, die sich bezüglich der Strukturierung und Regulierung der Exploration, des Bohrens sowie des Potentials für einen großen Zustrom an ausländischen Investitionen³¹³ sowie hinsichtlich der größeren wirtschaftlichen, sozialen und Umweltauswirkungen ergeben. Die Ausbeutung des Öls wird im Land als nationale Priorität für die Energiesicherheit betrachtet, und die Regierung scheint auch zu versuchen, aus den Erfahrungen mit dem Ressourcenfluch zu lernen. Zum Beispiel hat das Parlament ein Gesetz zur Etablierung eines Sozialfonds verabschiedet, und 50 Prozent der Pre-Salt-Einnahmen sollen auf diese Weise in sozioökonomische Entwicklungsprogramme fließen.³¹⁴

Im Jahre 2009 hat die Präsidentschaftskandidatin der Grünen Partei Brasiliens, die ehemalige Umweltministerin Marina Silva, ihre Ansicht über den Energiepfad des Landes deutlich gemacht: «Was das Entwicklungsmodell betrifft, muss an erster Stelle klar sein, dass die Energiesysteme [sich industrialisierender] Länder offensichtlich nicht denselben Kurs fahren können wie die schon entwickelten Länder. Wir müssen folgendes verstehen: Wenn entwickelte Länder den Schritt von fossilen hin zu erneuerbaren Energieträgern zurücklegen müssen, dann müssen wir uns ab sofort auch sehr klar auf erneuerbare Energieträger konzentrieren.»³¹⁵ Hinsichtlich der Ausbeutung von Öl hat Silva interessanterweise festgestellt, dass die Pre-Salt-Ressourcen «als Hebel genutzt» werden sollten, indem man «verstärkt in Innovation und technologische Entwicklung investiert, die dazu führen, dass das Modell selbst ersetzt wird».³¹⁶

Abbildung 25: Das brasilianische Pre-Salt-Vorkommen



Quelle: Petrobras 2010

Der IEA zufolge sind Schwerölprojekte «in Brasilien, der Nordsee, der Neutralen Zone zwischen Saudi-Arabien und Kuwait und an mehreren anderen Orten der Welt aktiv oder in Planung».³¹⁷ Die abgelegene westliche Amazonasregion, die

Teile von Bolivien, Kolumbien, Ecuador, Peru und Brasilien umfasst (siehe Abbildung 26), wird zunehmend von Ölkonzernen, die sich für die Erschließung ihrer großen und vielfach bislang unerschlossenen Reserven an Öl und Gas interessieren, unter die Lupe genommen.

Einer Studie zufolge ist diese Region «der biologisch reichste Teil des Amazonasbeckens und Heimat einer großen Vielfalt an indigenen Ethnien, darunter einige der letzten Völker der Welt, die noch nicht von außen kontaktiert wurden und in freiwilliger Isolation leben».³¹⁸ Anders als die östliche Amazonasregion in Brasilien ist dieses Ökosystem großenteils intakt. Die steigende globale Nachfrage nach Öl führt aber zu «noch nie dagewesener Exploration und Ausbeutung in der Region».³¹⁹ Die Ölressource ist konventioneller Natur. Schweröl ist in Peru und Kolumbien als Hauptquelle der zukünftigen Förderung vorgesehen.

Zu den Beispielen aus jüngster Zeit für diesen Vorstoß, die Ölaktivitäten in der Region auszuweiten, gehört die Ankündigung im Mai 2010 durch Petroperu (der staatlichen Lizenzierungsbehörde Perus), dass 25 neue Blöcke, die sich über eine Million Hektar erstrecken, für die Öl- und Gasexploration angeboten werden. Die Regierung will Berichten zufolge die Öl- und Gasexploration fördern, um sich zu einem Energieexporteur zu entwickeln und gleichzeitig die steigende inländische Nachfrage zu befriedigen.³²⁰ Dieser Vorstoß wird 75 Prozent des peruanischen Amazonasgebiets für die Exploration zugänglich machen. Die Indigene Vereinigung zur Entwicklung im peruanischen Regenwald, AIDESEP, beschreibt den Schritt als eine neue Gefahr für die indigenen Völker.³²¹

Obwohl Öleinnahmen einen relativ kleinen Teil des Budgets von Kolumbien ausmachen (etwa 30 Prozent der Exporte³²²), ist das Land hinsichtlich seiner Infrastruktur und seinen Investitionsplanungen für Kohlenwasserstoffe weiter fortgeschritten als Peru. Manche beschreiben Kolumbien als «Magnet für Öl- und Gaskonzerne, da das Land im Laufe des letzten Jahrzehnts marktfreundliche Fiskal- und Regulierungspolitiken eingeschlagen hat».³²³ Allerdings hat das Land während der Präsidentschaft von Álvaro Uribe seine Umweltvorschriften verschärft, was die Vorlaufkosten erhöht und das Bohren nach Öl in vielen Teilen des Landes untersagt hat. Der aktuelle Amtsinhaber Juan Manuel Santos wird Berichten zufolge gewährleisten, dass Umweltvorschriften «keine Barriere zur Ausbeutung natürlicher Ressourcen darstellen» und außerdem «den Prozess der Beteiligung der von Bohrungen betroffenen ethnischen Gemeinschaften klären, denn sie sind in Verhandlungen mit Ölkonzernen anspruchsvoller geworden, je mehr Konzessionen die Regierung gewährt».³²⁴ Das Land ist daher in der Lage, die Öl- und Gasexploration auszuweiten, und der Bergbauminister behauptet, dass Investitionen in die Sektoren Bergbau und Energie, inklusive Projekte für Biokraftstoffe, im Laufe der nächsten fünf Jahre 57 Milliarden US-Dollar erreichen können.³²⁵

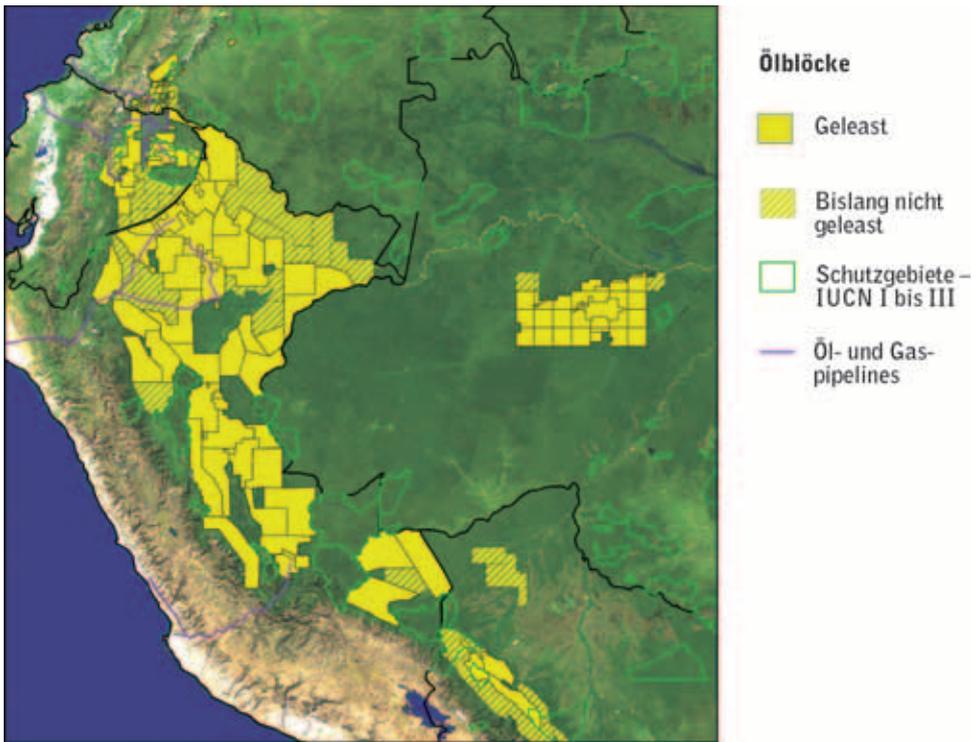
Abbildung 26: Entwicklungen in den «Grenzregionen» des Amazonas – die westliche Amazonasregion



Quelle: Save America's Forests, 2008

Zuletzt gingen in einer Lizenzierungsrunde für 225 neue Öl- und Gasblöcke in Kolumbien Gebote für 96 Blöcke ein, und die staatlich kontrollierte Ecopetrol erlangte Rechte für 14 davon.³²⁶ Rechte wurden auch internationalen Ölkonzernen gewährt, darunter Shell und Talisman, jedoch erhielten kleinere Unternehmen die meisten Zuschläge. Im Putumayo-Becken des Amazonasgebiets gibt es potentiell 35 Blöcke mit Schweröl.³²⁷ Talisman und ein anderes kanadisches Unternehmen, Pacific Rubiales Energy, erlangten Rechte in drei Blöcken in diesem Gebiet.³²⁸

Abbildung 27: Ölblöcke in der westlichen Amazonasregion



Quelle: Save America's Forests, 2008

Was Ecuador und Bolivien betrifft, da mögen neue Explorationen kurzfristig weniger wahrscheinlich sein, denn der neue Ressourcennationalismus in beiden Ländern hat die staatliche Kontrolle über den Sektor verstärkt und wird vermutlich einen Zustrom neuer ausländischer Investitionen eher verhindern.

Bolivien hat 2005 seine Öl- und Gasförderung verstaatlicht, und internationale Ölkonzerne (Petrobras, Repsol YPF, British Gas und BP, Total und Exxon) mussten die Mehrheitskontrolle an die staatliche Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) abgeben.³²⁹ Vermutlich ist die Ölförderung in Bolivien im Zeitraum 2009-2010 zurückgegangen (wobei die Rohölmengen 2012 mit ca. 65.000 bpd ihren Höhepunkt erreichen werden, bevor sie dann stetig bis auf 56.000 bpd fallen), während die Gasförderung steigen wird (Bolivien hat nach Venezuela die zweitgrößten Erdgasreserven in Südamerika).³³⁰

Ecuador hat ein Gesetz verabschiedet, das den Staat zum einzigen Eigner aller Ölressourcen macht. Damit erhält er 25 Prozent der Bruttoöleinnahmen, bevor die Kosten der Förderung berücksichtigt werden. Unternehmen werden einen Pauschalbetrag für die Förderung erhalten.³³¹ Es wird erwartet, dass manche ausländische Unternehmen nach einer Verhandlungslösung suchen, um das Land zu verlassen.³³²

Zu den in Ecuador derzeit tätigen ausländischen Unternehmen gehören Repsol und auch der brasilianische Ölkonzern Petrobras, wie auch Andes Petro-

leum, ein Joint Venture von CNPC und Sinopec. Berichten zufolge hat Ekuador mit China um einen eine Milliarde US-Dollar schweren Kredit verhandelt, im Gegenzug für die Lieferung von 36.000 Barrel Öl oder Treibstoff pro Tag an Petro-China.³³³

Neben der Restrukturierung des Ölsektors unterstützt der ekuadorianische Präsident Rafael Correa die Yasuni-ITT-Initiative. Sie sieht vor, auf die Ausbeutung von geschätzten 850 Millionen Barrel Öl in drei unterirdischen Vorkommen – Ishpingo, Tambococha und Tiputini (ITT) – im Yasuni-Nationalpark zu verzichten.³³⁴ Yasuni gehört zu den Gebieten mit der größten Biodiversität der Welt und erstreckt sich über 982.000 Hektar des Amazonas-Regenwaldes. Dieses Projekt könnte etwa 40 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr einsparen, wofür Ekuador eine jährliche Zahlung von 350 Millionen US-Dollar über 10 Jahre erhielte.³³⁵ Die Initiative wird angeblich von 75 Prozent der Bevölkerung unterstützt, scheint aber vor dem Scheitern zu stehen, da sich bislang zu wenige Geldgeber finden ließen.³³⁶

Allerdings bestehen Bedenken wegen der widersprüchlichen Position der Regierung, denn einerseits unterstützt sie zwar die Initiative, erlaubt aber weitere Bergbauaktivitäten im Yasuni-Gebiet (wie auch in der Amazonas-Region).³³⁷ Manche hielten Correas Ablehnung eines Treuhandfonds des Entwicklungsprogramms der Vereinten Nationen (UNDP) für die Initiative (mit der Begründung, dass Ekuador darin keine Mehrheit hätte, über die Verwendung der Gelder zu bestimmen) als ein Vorwand, um die Initiative zugunsten neuerlicher Ölbohrungen aufzugeben.³³⁸

Manche indigene und Umweltgruppen hatten ohnehin Bedenken, dass die Yasuni-Initiative «möglicherweise ein Deckmantel für die ekuadorianische Regierung ist, andere Regionen des Amazonas für die Ausbeutung zu öffnen».³³⁹ Tatsächlich hat die Regierung bekanntgegeben, dass sie Gebiete in Ekuadors «straßenfreier, unberührter südöstlichen Amazonasregion [öffnen] und ältere Ölblocks, die aufgrund des Widerstands der Indigenen nicht erfolgreich waren, erneut anbieten würde».³⁴⁰

Nichtsdestoweniger ist die Yasuni-ITT-Initiative in Ekuador ein wichtiger Testfall für ein alternatives Modell, «das Öl im Boden zu lassen».

Fazit: Schutz für das globale Klima, die betroffenen Gemeinschaften und die Ökosysteme

Die steigende Nachfrage nach Öl, vor allem seitens der Schwellenländer, sowie der Rückgang der konventionellen und leicht zu fördernden Ressourcen – sie treiben die Ausbeutung von Marginal Oil voran, einer teuren, für die Ökologie und die betroffenen Gemeinschaften meist zerstörerischen und teuren Ressource. Durch den mittlerweile eingeschränkten Zugang der internationalen Ölkonzerne zum verbleibenden «leicht zu fördernden Öl» in OPEC-Ländern sind diese Konzerne gezwungen, ihre Anstrengungen in die «Grenzbereiche» zu forcieren.

Dieser Umstand sowie der Mangel an angemessenen staatlichen Anreizen zur Nachfragesenkung bedeutet, dass die Förderung von Marginal Oil wahrscheinlich über seinen gegenwärtigen Schwerpunkt in Nordamerika hinaus ausgeweitet wird und dass Konzerne immer riskantere und schwierigere Ressourcen zu erschließen suchen. Diese Expansion wird unweigerlich Nachteile für den Klimaschutz und die Energiesicherheit haben, sowohl global als auch für die betroffenen Gemeinschaften und Ökosysteme, die die direkten Folgen und die Hauptlast dieses Trends tragen müssen.

Angesichts der besonders CO₂-intensiven Ausbeutung nicht konventioneller Ressourcen ist die Bekämpfung weiterer Investitionen in diese «schmutzigste» Form der Ölförderung ein wichtiger Schritt, damit wir diesen falschen Energiepfad nicht weitergehen; und es ist ebenso unerlässlich, dass wir die zugrundeliegenden strukturellen Probleme des «Weiter-wie-bisher»-Szenarios aufzeigen.

Letztlich kann die Klimakrise nur gelöst werden, wenn die Nachfrage nach Öl *aus welcher Quelle auch immer* reduziert wird. Aus dieser Perspektive muss man der Bedrohung durch vermehrte Investitionen in Teersandprojekte die wachsende Zahl der konventionellen «Frontier»-Ölprojekte hinzurechnen – gleichgültig, ob es sich dabei um Tiefseeprojekte in Afrika, Brasilien und der Arktis oder um Exploration an Land im Amazonasgebiet oder in Ostafrika handelt.

Außerdem sieht es momentan nach einer kurz- bis mittelfristigen Steigerung der Ölnachfrage aus, was weitere Investitionen in marginale Ressourcen rechtfertigen würde.

Diese Expansion wird wahrscheinlich auch Länder mit schwacher Governance betreffen. Sie sind wegen ökonomischer Verzerrungen sowie den sozialen und ökologischen Schäden im Zusammenhang mit der Förderung fossiler Energieträger besonders gefährdet. Die begehrten Ressourcen reichen von den Teersanden in Madagaskar bis zu denen in den Tiefen des Atlantiks und den unberührten Regenwäldern des Amazonas.

Tatsächlich könnten Ölkonzerne in einem Umfeld verstärkten Wettbewerbs Länder mit fehlender oder minimaler Governance und einem schwachen Regulierungsrahmen als besonders attraktive Orte für Investitionen betrachten.³⁴¹ Überdies wird eine Nachfragereduzierung nicht ohne weiteres die sozialen und ökologischen Ungerechtigkeiten, die die von der Ölförderung Betroffenen ertragen müssen, beheben.

Aus diesen Gründen – und sogar, wenn man das Thema vor allem aus dem Blickwinkel des Klimaschutzes betrachtet – müssen in Sachen Öl Angebot und Nachfrage auf kohärente Weise angepackt werden. Wie George Monbiot 2009 in seiner Rede an das KlimaForum in Kopenhagen betonte, gibt es einen inhärenten Widerspruch, wenn Regierungen einerseits globale Politiken zur Emissionsminderung durch die Reduzierung der Nachfrage nach fossilen Brennstoffen fördern und andererseits gleichzeitig aus kurzfristigen Erwägungen das Angebot an solchen Energieträgern maximieren, was die politische und ökonomische Durchsetzung sauberer Energiequellen untergräbt.³⁴² Monbiot und andere haben darauf hingewiesen, dass es noch immer nicht klar ist, welcher Anteil der verbleibenden globalen Reserven an konventionellem, geschweige denn nicht konventionellem Öl gefördert werden können, ohne die «Sicherheitsbarriere» von 2°C Temperaturanstieg zu durchbrechen.

Sowohl aus Gründen des Klimaschutzes als auch der Umwelt- und sozialen Gerechtigkeit ist es daher unerlässlich, dass man neue Investitionen in Marginal Oil kritisch hinterfragt und die Stimmen betroffener Gemeinschaften hört; daneben dürfen die Anstrengungen zur Senkung der Nachfrage nach Öl natürlich nicht zu kurz kommen.

Man muss in Frage stellen, ob es klug ist, dass Staaten sich durch Investitionen in ein rückschrittliches, CO₂-intensives, vom Export angetriebenes Ressourcenförderungsmodell festlegen. In Entwicklungsländern hat dieses Modell in der Vergangenheit zu extrem schlechten politischen, sozialen und ökologischen Ergebnissen geführt. Ohne radikale Änderungen in der Governance werden Staaten, in denen solche Investitionen stattfinden, in die Falle des Ressourcenfluchs tappen bzw. weiter darin feststecken – was ihren Übergang zu einem Pfad der nachhaltigen Entwicklung weiter erschweren wird.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

boe	Barrel Öl-Äquivalent
bpd / Mbpd	Barrel pro Tag / Millionen Barrel pro Tag
CNPC	China National Petroleum Corporation
DR Kongo	Demokratische Republik Kongo
EIA	US-Energieinformationsbehörde
GtL	GtL-Kraftstoff (Gas-to-Liquid auf Basis von Erdgas)
IEA	Internationale Energie-Agentur
ITT	Vorkommen in Ishpingo, Tambococha und Tiputini
NETL	Nationales Energietechnologielaboratorium der USA
ppm	Teile pro Million
SAGD	Steam-assisted gravity drainage
SEC	Securities and Exchange Commission (US-Wertpapier- und Börsenaufsichtsbehörde)
USGS	US Geological Survey (Geologischer Dienst der USA)
WEK	Weltenergieerat

ENDNOTEN

- 1 Arthur D. Little Management Consultants, «New Business Models for the International Oil Company,» in *Prism*, Januar 2010, http://www.adl.com/prism.html?&no_cache=1.
- 2 Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)/International Energy Agency (IEA), «What is Unconventional Oil?» in: *World Energy Outlook 2010*, S. 145-46. Die IEA-Definition von nicht konventionellem Öl umfasst Schwerstöl und natürliches Bitumen (Ölsande) aus Kanada, Schwerstöl aus dem Orinoco-Gürtel in Venezuela, chemische Zusätze, GtL-Kraftstoffe, Kohleverflüssigung sowie Ölschiefer.
- 3 Die Autoren danken Kenny Bruno, Corporate Ethics International, für seinen Input.
- 4 OECD/IEA, *World Energy Outlook 2010*, S. 165.
- 5 «[Bei einer Weiter-wie-bisher-Entwicklung] steigen CO₂-Emissionen im Zusammenhang mit Energie von 28 Gt im Jahre 2007 auf [...] 40,2 Gt im Jahre 2030», was «die Welt auf Kurs hin zu einer Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre von etwa 1.000 Teilen pro Million belässt und einen globalen Temperaturanstieg um etwa 6° C bedeutet.» OECD/IEA, *World Energy Outlook 2009*, S. 167.
- 6 OECD/IEA, *World Energy Outlook 2010*, S. 145.
- 7 Ebd., S. 145-46.
- 8 EIA, *Glossary*, 2010, <http://www.eia.doe.gov/glossary/index.cfm>.
- 9 H. Campbell, *The Top Frontier Oil Countries: Potential, Exploration Opportunities and Risks, Business Insights*, 2010.
- 10 <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=steam-assisted%20gravity%20drainage>
- 11 OECD/IEA, *World Energy Outlook 2008*, S. 257.
- 12 Ebd.
- 13 OECD/IEA, *World Energy Outlook 2009*, S. 85-87. Die IEA-Definition nicht konventionellen Öls umfasst Schwerstöl, natürliches Bitumen (Ölsande), chemische Zusätze, GtL-Kraftstoffe sowie Kohleverflüssigung. Siehe OECD/IEA, *World Energy Outlook 2008*, S. 103.
- 14 Im *World Energy Outlook 2008* wird behauptet, dass nicht konventionelle Vorkommen (mit Ausnahme von Schwerstöl aus Venezuela) 8 Prozent der globalen Ölförderung im Jahre 2030 ausmachen werden. Siehe IEA/OECD, *World Energy Outlook 2008*, S. 87. Tabelle 3.9, *World Energy Outlook 2008*, S. 104.
- 15 «Shell Boss Eyes Demand Crunch in 2015», *International Oil Daily*, 28. Januar 2008.
- 16 In diesem Dokument beziehen wir uns hauptsächlich auf die großen internationalen Ölkonzerne: ExxonMobil, ChevronTexaco, Royal Dutch Shell, BP und Total.
- 17 UK Energy Research Centre, *Global Oil Depletion: An Assessment of the Evidence of a Near-term Peak in Global Oil Production*, 8. Oktober 2009, <http://www.ukerc.ac.uk/support/Global%20Oil%20Depletion>.
- 18 Ebd.
- 19 OECD/IEA, *Iraqi Efforts to Boost Capacity Face Headwinds in Medium-Term Oil and Gas Markets 2010*.
- 20 Arthur D. Little, «New Business Models», a.a.O.

- 21 V. Vivoda, *Resource Nationalism, Bargaining and International Oil Companies: Challenges and Change in the New Millennium*, Australian Institute of Energy, 18. August 2009, http://aie.org.au/Content/NavigationMenu/OilGasSIG/InterestingUsefulArticles/ISA09_Vivoda.pdf
- 22 P. Stevens, «National Oil Companies and International Oil Companies in the Middle East: Under the Shadow of Government and the Resource Nationalism Cycle», *Journal of World Energy Law & Business* 1(1), 2008.
- 23 Arthur D. Little, «New Business Models», a.a.O.
- 24 Ebd., S. 11.
- 25 D. Painter, *The United States, Great Britain and Mossadegh*, Institute for the Study of Diplomacy, Georgetown University, Washington DC, 1993.
- 26 P. Stevens, «National Oil Companies», S. 17, a.a.O.
- 27 Ebd., S. 1.
- 28 T.W. Wälde, «Renegotiating Acquired Rights in the Oil and Gas Industries: Industry and Political Cycles Meet the Rule of Law», *Journal of World Energy Law & Business* 1(1), 2008, S. 55-97.
- 29 P. Stevens, «National Oil Companies», S. 23-24, a.a.O.
- 30 V. Vivoda, *Resource Nationalism*, S. 4, a.a.O.
- 31 «Exxon Barred from Jubilee Field», *Dailymarkets.com*, 19. August 2010, <http://www.dailymarkets.com/stock/2010/08/19/exxon-barred-from-jubilee-field/>.
- 32 «Ghana: Split Decision on Who Wins Jubilee Field», *The Financial Times*, 12. September 2010.
- 33 P. Stevens, «National Oil Companies,» S. 28, a.a.O.
- 34 OECD/IEA, *World Energy Outlook 2008*.
- 35 OECD/IEA, *Medium-Term Oil and Gas Markets 2010*.
- 36 US Department of Energy (DOE)/Energy Information Agency (EIA), «Canada», Country Analysis Briefs, Juli 2009, <http://www.eia.doe.gov/cabs/canada/Oil.html>.
- 37 OECD/IEA, *Medium-Term Oil and Gas Markets 2010*.
- 38 «Behind the Ink», *Oil Sands Review*, June 2009.
- 39 Chinesische nationale Ölkonzerne, Saudi Aramco, Petronas und Petrobras, um nur einige wenige zu benennen, sind jetzt finanziell sehr gut ausgestattet. Der Ölboom 2004-2008 generierte enorme Mengen Bargeld für diese nationalen Ölkonzerne, und die aktuellen Ölpreise sind mehr als hoch genug, um ihnen zu ermöglichen, ihre Profite zu reinvestieren.
- 40 «Petrobras Raises \$70bn Despite Fears over State Role», *Financial Times*, 24. September 2010.
- 41 Arthur D. Little, «New Business Models», S. 51, a.a.O.
- 42 Arthur D. Little Management Consultants, 2009. *Time for a Change: Oil Company Asset Management*, http://www.adl.com/reports.html?page=1&download=451&file=ADL_Time_for_Change.pdf&anchor=set451.
- 43 Eine Definition steht unter http://www.investorwords.com/2504/institutional_investor.html.
- 44 Siehe <http://www.investopedia.com/terms/r/reserve-replacement-ratio.asp>.
- 45 Osmundsen et al., «Valuation of International Oil Companies: The RoACE Era,» CESIFO Working Paper, Nr. 1412, 2005.

- 46 «Shell Shares Dive as Reserves Cut,» *BBC News*, 19. März 2004. <http://news.bbc.co.uk/2/hi/business/3382045.stm>.
- 47 Royal Dutch Shell, *Strategy Update*, 17. März 2008.
- 48 Lorne Stockman, *Reserves Replacement Ratio in a Marginal Oil World: Adequate Indicator or Subprime Statistic?* Oil Change International, Greenpeace UK and Platform, Januar 2011, http://priceofoil.org/wp-content/uploads/2010/12/RRR_final_A3spreads.pdf.
- 49 Durchschnitt der Jahre 2005 bis 2009, ohne Kosten/Preiseffekte, außer wenn anders angegeben.
- 50 Bei den Reserven von ConocoPhillips handelt es sich überwiegend um In-situ-Ressourcen. Diese Zahlen stammen hauptsächlich aus den 10-K-Unterlagen (Finanzdaten, die börsennotierte Unternehmen an die SEC übermitteln müssen) des Unternehmens für das Jahr 2010. Auf Grundlage einer Stichprobe von nur drei Jahren im Fünfjahreszeitraum.
- 51 Wir haben 22 Prozent für zusätzliche Teersande in den Jahren 2006-2009 berechnet, ohne Kosten/Preiseffekte, sowie 20 Prozent für «Schweröl/Teersande» in den Jahren 2005-2009. Hier geben wir den kleineren der beiden Werte an. Die Zahlen der Spalte zu flüssigen Reserven stammen hauptsächlich aus den 10-K-Unterlagen des Unternehmens für die Jahre 2008 und 2010 sowie aus dem *Financial and Operating Review* des Unternehmens für 2009.
- 52 Einschließlich Kosten/Preiseffekte.
- 53 Auf Grundlage der Annahme, dass die eine Zahl, die Total SA 2009 angab, die gesamten hinzugekommenen Teersande enthält.
- 54 Auf Grundlage einer Stichprobe von nur zwei Jahren im Fünfjahreszeitraum.
- 55 Nach folgender Formel berechnet: [durchschnittliche jährlich hinzugekommene Teersande] / [durchschnittliche jährlich hinzugekommene Reserven]
- 56 Aus: L. Stockman, *Reserves Replacement Ratio*.
- 57 Ohne Kosten/Preiseffekt, außer wenn anders angegeben.
- 58 Auf Grundlage der Prozentzahlen der Tabelle 2 berechnet, und zwar mit der Formel $RRR^* = (1 - [\text{Teersande als Prozentsatz der gesamten hinzugekommenen Reserven}])$.
- 59 Einschließlich Kosten/Preiseffekte.
- 60 Die Spalte «Reserven-Erneuerungsrate» ist einschließlich BP; die Spalte «Reserven-Erneuerungsrate ohne Teersande» ist ohne BP. Reserven-Erneuerungsrate ohne Teersande wurde wie folgt berechnet: [Summe der gesamten hinzugekommenen Reserven für jedes Unternehmen] * (1-19,5 Prozent) / (Summe der Gesamtförderung für jedes Unternehmen).
- 61 Aus: L. Stockman, *Reserves Replacement Ratio*, a.a.O.
- 62 OPEC, *Annual Statistical Bulletin 2004*, 2005, <http://www.opec.org/library/Annual%20Statistical%20Bulletin/interactive/2004/FileZ/definition.htm>.
- 63 Royal Dutch Shell, *Report on Royal Dutch Shell Plc and Oil Sands*, 17. März 2010, http://www.shell.com/home/content/investor/news_and_library/2010_media_releases/report_oil_sands_17032010.html#subtitle_2.
- 64 Royal Dutch Shell, *Strategy Update*, 17. März 2008, http://www.shell.com/home/content/media/news_and_media_releases/archive/2008/strategy_update_17032008.html.
- 65 Royal Dutch Shell, *Building New Heartlands*, März 2008.
- 66 Government of Alberta, *Alberta Energy: Oil Sands 101*, 2010, <http://www.energy.alberta.ca/OilSands/1710.asp>.
- 67 «Shell Puts Oil Sands Expansion Plans on Hold», *The Globe & Mail*, 28. April 2010.

- 68 «SAGD: Spin vs. Reality; Eighty-Two Per Cent Of Alberta's Oil Sands Output Must Come from Wells, and the In-Situ Technology of Choice is SAGD. How Good Is It?» *New Technology Magazine*, 1. September 2007.
- 69 «Rising Oil Sands Costs (A Worry)«, *The Globe & Mail*, 5. März 2010.
- 70 IEA, *Medium-Term Oil Market Review 2009*.
- 71 CERES, *Canada's Oil Sands: Shrinking Window of Opportunity*, Mai 2010.
- 72 OECD/IEA, *World Energy Outlook 2010*, a.a.O., S. 145-46.
- 73 Ebd., S. 142.
- 74 Canadian Energy Research Institute (CERI), 2009. *Oil Sands Industry Update: Production Outlook and Supply Costs 2009-2043*, November 2009; Preise sind in US-Dollar von 2009 angegeben.
- 75 OECD/IEA, *World Energy Outlook 2010*, a.a.O., S. 159.
- 76 IEA, http://www.iea.org/papers/2010/Flyer_RtoR2010.pdf.
- 77 «Oil Exploration Costs Rocket as Risks Rise», *Reuters*, 11. Februar 2010.
- 78 Greenpeace UK, *The Risks and Potential Impacts of Oil Exploration in the Arctic*, 23. August 2010, http://www.greenpeace.org.uk/files/pdfs/climate/arctic_briefing_gp.pdf.
- 79 CERI, *Oil Sands Industry Update*; CERES, *Canada's Oil Sands*.
- 80 OECD/IEA, *World Energy Outlook 2010*, a.a.O., S. 151.
- 81 Minerals Management Service, *Deepwater Gulf of Mexico 2008: America's Offshore Energy Future*, 2008, <http://www.gomr.mms.gov/PDFs/2008/2008-013.pdf>.
- 82 Ebd.
- 83 Ebd.
- 84 Ebd., S. 9.
- 85 «Oil from a Stone», *Fortune. European Edition*, Bd. 156, Nr. 10, 26. November 2007.
- 86 Dieser Abschnitt ist aus L. Stockman, *Reserves Replacement Ratio*, wiedergegeben.
- 87 http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/I/IC_bp_strategy_presentation_März_2010_slides.pdf.
- 88 Ed Crooks und Sylvia Pfeifer, «BP to Develop Canadian Oil Sands», *Financial Times*, 29. November 2010, <http://www.ft.com/cms/s/0/b1ded2ac-fc08-11df-b675-00144feab49a.html#axzz16xb856Qc>.
- 89 «Devon Energy Announces \$7.0 Billion of Property Sales to BP», Devon Energy News Release, 11. März 2010, <http://www.devonenergy.com/Newsroom/Pages/NewsRelease.aspx?id=1401364>.
- 90 Shaun Polczer, «BP Strikes Another Oilsands Deal», *Calgary Herald*, 17. März 2010, <http://www.calgaryherald.com/business/strikes+another+oilsands+deal/2686881/story.html>.
- 91 Royal Dutch Shell, *Strategy Update*, 17. März 2008, http://www.shell.com/home/content/media/news_and_media_releases/archive/2008/strategy_update_17032008.html.
- 92 Ebd.
- 93 *Royal Dutch Shell, Report on Royal Dutch Shell Plc and Oil Sands*, 17. März 2010, http://www.shell.com/home/content/investor/news_and_library/2010_media_releases/report_oil_sands_17032010.html#subtitle_2.
- 94 <http://phx.corporateir.net/External.File?item=UGFyZW50SUQ9Mzk0MjZ8Q2hpbGRJRDOtMXxUeXBIPtM=&t=1>.
- 95 http://media.corporate-ir.net/media_files/webcast/2010/mar/Exxon/final.pdf.

- 96 http://www.total.com/MEDIAS/MEDIAS_INFOS/3072/EN/Total-2009-en-resultsoutlook-upstream.pdf?PHPSESSID=634a136e5bb99d88d35a954580b50f3a.
- 97 http://www.conocophillips.com/EN/investor/presentations_ccalls/Documents/Analyst%20Meeting%202010%20Slides%20color.pdf.
- 98 Ebd.
- 99 http://www.conocophillips.com/EN/investor/presentations_ccalls/Documents/Analyst%20Meeting%202010%20Slides%20color.pdf.
- 100 Michael A. Levi, *The Canadian Oil Sands: Energy Security vs. Climate Change*, Council on Foreign Relations, Mai 2009, http://www.cfr.org/publication/19345/canadian_oil_sands.html?breadcrumb=%2Fpublication%2Fby_type%2Fspecial_report.
- 101 Zum Beispiel American Petroleum Institute (API), *Canadian Oil Sands: Enhancing America's Energy Security*, API, 30. Oktober 2009, http://www.api.org/aboutoilgas/oilsands/upload/oil_sands_primer.pdf.
- 102 Sarah Palin, «Drill, Baby, Drill: Obama's Cap-and-Trade Energy Plan Threatens Our Economy and National Security. We Need to Tap America's Sources of Energy», in *The Guardian*, 14. Juli 2009, <http://www.guardian.co.uk/commentisfree/cifamerica/2009/jul/14/sarah-palin-energy-obama>.
- 103 Zum Beispiel A. Rowell, J. Marriott und L. Stockman, *The Next Gulf: London, Washington and Oil Conflict in Nigeria*, Robinson Publishing, 2005.
- 104 «Jordan Seeks Oil Riches from Shale Deposits», *Financial Times*, 6. Juli 2009.
- 105 OECD/IEA, *World Energy Outlook 2009*, a.a.O., S. 85.
- 106 Ebd., S. 216.
- 107 Ebd., S. 217.
- 108 Eine Definition lautet: «Ein Land wird auf der Grundlage der folgenden Kriterien als reich an Kohlenwasserstoffen und/oder mineralischen Ressourcen betrachtet: (i) ein durchschnittlicher Anteil der fiskalischen Einnahmen durch Kohlenwasserstoffe und/oder Mineralien an den gesamten fiskalischen Einnahmen von mindestens 25 Prozent während der Periode 2000-2003 oder (ii) ein durchschnittlicher Anteil der Exporterlöse durch Kohlenwasserstoffe und/oder Mineralien an den gesamten Exporterlösen von mindestens 25 Prozent während der Periode 2000-2003.» Internationaler Währungsfonds, *Guide on Resource Revenue Transparency*, Juni 2005, Fußnote 5, S. 5.
- 109 Weltbank, *Fact Sheet: Extractive Industries Transparency Initiative Plus Plus: EITI ++*, Weltbank, 12. April 2008, <http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/NEWS/0,,contentMDK:21727813~pagePK:64257043~piPK:437376~theSitePK:4607,00.html>.
- 110 Siehe zum Beispiel Michael Ross, *Extractive Sectors and the Poor*; Michael Ross/Oxfam America, «Does Oil Hinder Democracy?» Oktober 2001; Michael Ross, *World Politics* 53(3), April 2001, S. 325-61.
- 111 Ian Gary und Terry Lynn Karl, «Bottom of the Barrel. Africa's Oil Boom and the Poor». Catholic Relief Services, 2003, S. 22.
- 112 Siehe zum Beispiel Global Witness, *Time for Transparency*, 2004, S. 46–51, und «Alarm Bells Sound over Massive Loans Bankrolling Oil-Rich, Graft-Tainted Angola: UK's Standard Chartered Bank Criticised for Its Leading Role in \$2.35 bn Deal», *The Guardian*, 1. Juni 2005.
- 113 Siehe zum Beispiel «The Tragedy and Elusive Promise of Extractive Industry Wealth» in *Ghana's big test: Oil's challenge to democratic development*, Oxfam America/ISODEC, 2009.
- 114 Terry Lynn Karl, «Understanding the Resource Curse», in *Covering Oil: A Reporter's Guide to Energy and Development*, Revenue Watch Open Society Institute, 2005, S. 21-6.

- 115** Renditestreben und Korruption in der Ölbranche sind in der Literatur vielfach dokumentiert. Einige Beispiele aus der jüngsten Zeit, die bestimmte Fälle untersuchen: Global Witness, «Angola: Private Oil Firm Has Shareholders with Same Names as Top Government Officials», Global Witness Medienbriefing, 4. August 2009; «Opacity Blamed for Bad Oil Deals in Africa», *Allafrica.com*, 19. November 2009; Khadija Sharife, «Sudan: Has China's \$20 Billion Investment in Oil Industry Paid Off?» *Africa Files*, 4. Mai 2010; Rafael Marques, «The Angolan Presidency: The Epicentre of Corruption», *Makaangola.com*, 4. August 2010; Human Rights Watch, *São Tomé e Príncipe: Oil Deals and the New Government : A Chance to Improve Life for Its People by Managing Resources Well*, 24. August 2010; «Ghana and Other New African Oil States to be Monitored for Corruption», *Vibeghana*, 25. August 2010.
- 116** *African Economic Outlook 2007*, AFDB/OECD, Mai 2007, S. 119. Siehe auch die Arbeiten von Human Rights Watch und Global Witness, die das Renditestreben im angolanischen Ölsektor dokumentieren. Beispiele aus der jüngsten Zeit: Human Rights Watch, «Angola: Oil Wealth Eludes Nation's Poor Government Needs to Take Effective Action to Combat Corruption, Mismanagement», Pressemitteilung, 13. April 2010; Global Witness, «Angola: Private Oil Firm»; Global Witness, «Link between Angolan President's Son-in-Law and State Oil Company Raises Questions about Transparency», Global Witness Medienbriefing, 13. März 2010; siehe auch die Arbeiten des angolanischen Journalisten R. Marques, «The Angolan Presidency.»
- 117** OECD/IEA, *World Energy Outlook 2010*, a.a.O., S. 143.
- 118** US DOE/EIA, *OPEC Revenues Fact Sheet*, http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/OPEC_Revenues/Factsheet.html.
- 119** OECD/IEA, *World Energy Outlook 2009*, a.a.O., S. 217.
- 120** http://www.strategywest.com/downloads/StratWest_Outlook_2010.pdf.
- 121** OECD/IEA, *World Energy Outlook 2009*, a.a.O., S. 119.
- 122** The National Defense Council Foundation, *Issue Alert: The Hidden Cost of Oil, An Update*, NDCF, 8. Januar 2007, http://ndcf.dyndns.org/ndcf/energy/NDCF_Hidden_Cost_2006_summary_paper.pdf.
- 123** IEA, *Oil Market Report*, Dezember 2010.
- 124** OECD/IEA, *World Energy Outlook 2008*, a.a.O.
- 125** *Canada's Oil Sands Industry – Production & Supply Outlook*, Strategy West, Juli 2010, http://www.strategywest.com/downloads/StratWest_Outlook_2010.pdf.
- 126** OECD/IEA, *Medium-Term Oil and Gas Markets 2010*, a.a.O., S. 23.
- 127** OECD/IEA, «Table 1.3: Primary Oil Demand by Region in the Reference Scenario», in *World Energy Outlook 2009*, S. 81. Die durchschnittliche jährliche Nachfragesteigerung Chinas beträgt 3,5 Prozent.
- 128** Dem *World Energy Outlook 2009* zufolge «werden Nicht-OECD-Länder für die gesamte prognostizierte Steigerung der energiebezogenen Emissionen bis 2030 verantwortlich sein», davon China für 6 Gt, Indien für 2 Gt und der Nahe Osten für 1 Gt, OECD/IEA, *World Energy Outlook 2009*, S. 44.
- 129** «China: Keeping Supply Diverse», *Energy Intelligence*, 9. Juli 2010.
- 130** Ebd. Nach Angaben von BP: «Der größte Teil des Zuwachses an globaler Raffineriekapazität von 2 Millionen b/d im vergangenen Jahr befand sich auch in China und Indien, wodurch die installierte Kapazität in Nicht-OECD-Ländern zum ersten Mal diejenige der OECD überholte», BP, *Statistical Review of World Energy*, Juni 2010, S. 19.

- 131 U.a. wurden folgende Kredite gewährt: Russland 25 Mrd. US-Dollar, Kasachstan 10 Mrd. US-Dollar, Brasilien 10 Mrd. US-Dollar und Venezuela 24 Mrd. US-Dollar. «China: Keeping Supply Diverse», *Energy Intelligence*, 9. Juli 2010. Angola ist derzeit Chinas größte Quelle für Ölimporte. Siehe zum Beispiel «China and African Oil: Hungry Giant Provides Formidable Tools for Bargaining», *The Financial Times*, 17. Juni 2010.
- 132 «China's Fears about Imported Oil», *Financial Times*, 21. Januar 2010. Siehe auch: Arthur D. Little, *The Beginning of the End for Oil? Peak Oil: A Demand-side Phenomenon?* Februar 2009.
- 133 IEA, *Oil Market Report*, Juli 2010.
- 134 Ebd., S. 188.
- 135 OECD/IEA, *World Energy Outlook 2009*, a.a.O., S. 183.
- 136 Cambridge Energy Research Associates (CERA), *Oil Demand from Developed Countries Has Peaked*, CERA, Oktober 2009, http://press.ihs.com/article_display.cfm?article_id=4142. OECD/IEA, *Medium-Term Oil and Gas Markets 2010*, a.a.O.
- 137 OECD/IEA, *Medium-term Oil and Gas Markets 2010*, S. 45. Zu beachten ist, dass die Luftfahrt die einzige Nutzung von Öl in Nordamerika ist, die trotz Verbesserungen bei der Flotte und der Produktivitätssteigerungen im Betrieb signifikant ansteigen wird.
- 138 Arthur D. Little, *The Beginning of the End for Oil?*, a.a.O.
- 139 «US Oil Groups Seek Easing of Drilling Curbs», *Financial Times*, 4. Januar 2010, <http://www.ft.com/cms/s/0/f313329c-1835-11e0-88c9-00144feab49a.html#axzz1CutprqJx>.
- 140 OECD/IEA, *World Energy Outlook 2010*, a.a.O., S. 121.
- 141 Ein Argument zur Unterstützung der Förderung von Teersanden ist, dass der Import solchen Öls in die USA erforderlich ist, um zurückgehende Lieferungen mexikanischen und venezolanischen Rohöls zu ersetzen, und dass es ein notwendiger «Brückenkraftstoff» sei, weil das Angebot schneller zurückgeht als die potentiell größte Nachfragesenkung. Siehe zum Beispiel die von der IEA und CAPP beim von der Interamerican Development Bank am 15./16. April 2010 in Washington, DC, veranstalteten *Energy and Climate Ministerial of the Americas* vorgetragenen Präsentation.
- 142 BP, «Oil Sands Resolution and Response», April 2010, http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/set_branch/set_investors/STAGING/local_assets/downloads/pdf/IC_AGM_oil_sands_resolution.pdf. Außerdem Royal Dutch Shell, *Report on Royal Dutch Shell*.
- 143 OECD/IEA, *World Energy Outlook 2009*, a.a.O., S. 44.
- 144 Ebd.
- 145 Ebd., S. 216.
- 146 OECD/IEA, *World Energy Outlook 2010*, a.a.O., S. 144.
- 147 Ebd., S. 451.
- 148 Ebd., S. 452.
- 149 Ebd., S. 106-13.
- 150 Wissenschaftliche Befunde legen jetzt nahe, dass eine Stabilisierung von Treibhausgasen bei einer unteren Grenze von 350 ppm sobald wie möglich erreicht werden soll. Siehe FoE und Stockholm Environment Institute, *The 40% Study: Mobilizing Europe to Achieve Climate Justice*, 2009. FOE Europe und Stockholm Environment Institute, http://www.foeeurope.org/climate/FoEE_SEI_40_study_summary_Dec09.pdf. Für einen Überblick über die neuesten wissenschaftlichen Erkenntnisse, siehe z.B.: <http://www.climateprogress.org>; <http://climateprogress.org/2010/02/17/an-illustrated-guide-to-the-latest-climate-science/>.

- 151 OECD/IEA, *World Energy Outlook 2009*, a.a.O., S. 203.
- 152 Auf Grundlage von BP *Statistical Review of World Energy 2010*; Zahlen für 2009.
- 153 Deutsche Bank, *The Peak Oil Market*, 4. Oktober 2009.
- 154 Dies bezieht sich auf das Referenzszenario der IEA; siehe *World Energy Outlook 2009*, a.a.O.
- 155 «China's Fears about Imported Oil», *Financial Times*, 21. Januar 2010, <http://blogs.ft.com/energy-source/2010/01/21/chinas-fears-about-imported-oil/>. Ebenso: World Resources Institute, «China's Transportation Revolution», China FAQs WRI, 12. November 2009, http://www.chinafaqs.org/files/chinainfo/ChinaFAQs_China%27s_Transportation_Revolution.pdf.
- 156 Ebd.
- 157 Ebd., S. 2.
- 158 OECD/IEA, *World Energy Outlook 2009*, a.a.O., S. 81.
- 159 Eigene Berechnung auf Grundlage der Zahlen in IEA: *World Energy Outlook 2009*, a.a.O.
- 160 Seit der Deepwater-Horizon-Katastrophe von BP fordern US-amerikanische Umweltverbände Reaktionen, deren Bandbreite vom Ziel «Null Ölkonsum» innerhalb von 20 Jahren (Sierra Club) bis zu einer Reduzierung des Konsums um 4 Mbd bis 2020 und 10 Mbd bis 2030 (NRDC) reicht. US-Senator Merkley hat ebenfalls einen Öleinsparungsplan mit dem Ziel einer Reduktion um 8,3 Mbd bis 2030 vorgelegt. Zu letzterem siehe <http://merkley.senate.gov/imo/media/doc/Senator%20Merkley%20-%20America%20Over%20a%20Barrel%200614101.pdf>.
- 161 Deutsche Bank, *The Peak Oil Market*, 4. Oktober 2009.
- 162 Ebd.
- 163 Ebd.
- 164 IEA, *World Energy Outlook 2010*, a.a.O., S. 145-46.
- 165 Ebd., S. 143.
- 166 Ebd., S. 262. In dieser Grafik sind laut IEA Schwerstöl aus Venezuela sowie Ölschiefer nicht dargestellt.
- 167 Nachgewiesene Reserven sind definiert als «diejenigen Mengen [an Öl], von denen man aufgrund geologischer und ingenieurtechnischer Informationen vernünftigerweise annehmen kann, dass sie in der Zukunft aus bekannten Vorkommen unter bestehenden wirtschaftlichen und Betriebsbedingungen gefördert werden können». Siehe BP *Statistical Review of World Energy 2010*, S. 6.
- 168 FoE, «Tar Sands: Fuelling the Climate Crisis, Undermining EU Energy Security and Damaging Development Objectives», Mai 2010, S. 9.
- 169 Sowohl Bitumen als auch Schwerstöl haben einen API-Grad unter 10, obwohl «anders als Bitumen, Schwerstöl in Vorkommen fließt, wenn auch viel langsamer als gewöhnliche Rohöle».
- 170 World Energy Council, «Natural Bitumen and Extra-Heavy Oil», in 2007 Survey of Energy Resources, 2007, S. 120.
- 171 Ebd.
- 172 IEA, *World Energy Outlook 2010*, a.a.O., S. 146.
- 173 Jahresbericht der PDVSA, 2010.

- 174** Der OPEC zufolge verfügt Venezuela über 296,5 Milliarden Barrel nachgewiesener Reserven (den größten in Lateinamerika). «Venezuela's Oil Reserves Top Saudi Arabia's, OPEC Says», *Wall Street Journal*, 18. Juli 2010. Siehe: <http://online.wsj.com/article/SB10001424052702303795304576454251217542830.html>. Außerdem: «OPEC: Venezuela has world's largest oil reserves», *Oilprice.com*, 25. August 2011. Venezuela verfügt über 85 Prozent der Reserven Lateinamerikas.
- 175** Im ersten Halbjahr 2011 betrug ihr Gesamterlös \$ 64,1 Milliarden und ihr Reinerlös \$ 4 Milliarden, eine Steigerung von 50 Prozent gegenüber 2010. Allerdings stiegen ihre Betriebskosten ebenfalls, von knapp \$ 40 Milliarden auf knapp \$ 61 Milliarden, und ihre Schulden schnellten weiterhin in die Höhe (siehe unten). «UPDATE 1-Venezuela's PDVSA triples contributions to state», 7. Dezember 2011. Siehe: <http://uk.reuters.com/article/2011/12/07/venezuela-pdvsa-idUKN1E7B60GE20111207..>
- 176** Ebd.
- 177** IEA, *World Energy Outlook 2010*, a.a.O., S. 163.
- 178** 2012. «Venezuelan revival», *National Post* (Canada), 17. März 2012. Dieser Quelle zufolge: «Geschätzte 3.000 Venezolaner migrierten zu Arbeitsplätzen im Ölsektor in Calgary, Fort McMurray und Edmonton, nachdem [Präsident Chavez] 18.000 Beschäftigte aus der nationalen Ölgesellschaft – fast die Hälfte der Belegschaft – entlassen hatte, weil sie im Herbst 2002 gestreikt hatten.» Siehe: <http://www.nationalpost.com/related/topics/Venezuelan+revival/6317624/story.html>.
- 179** Ebd. Dieser Quelle zufolge ist es tatsächlich das Ziel «der Förderer von Ölsanden, Kapazitäten zur Raffinierung von Schweröl an der US-amerikanischen Golfküste, die spezifisch angelegt ist, um das Schweröl Venezuelas aufzuarbeiten, in Anspruch zu nehmen», aufgrund des von der Regierung Obama verfügt Stoppes der Keystone XL-Pipeline.
- 180** US Central Intelligence Agency, 2011. *The World Factbook*. Siehe: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/ve.html> (letzter Zugriff: Februar 2012).
- 181** Ebd. Venezuela förderte im November 2011 2,36 Millionen Barrel Öl pro Tag.
- 182** 2011. «Chevron Sees Production In Orinoco Oil Field In Early 2012», *Dow Jones Newswires*, 28. September. Siehe: <http://www.foxbusiness.com/markets/2011/09/28/chevron-sees-production-in-orinoco-oil-field-in-early-2012/print#ixzz1km9eJkUK>. Und: «Venezuela plans long-term boost in oil output», *The Associated Press*, 6. August. Siehe: <http://www.businessweek.com/ap/financialnews/D9OUPB5O0.html>.
- 183** 2011. «Venezuela oil output to hit 3.5m bpd by 2012», *Reuters*, 31. Dezember. Und: 2010. «Will PDVSA be able to deliver promised supply to China? Venezuela entangled by oil debt», *Buenos Aires Herald*, 24. August. Ende Januar 2012 hat die Ratingagentur Standard and Poor's das langfristige Länderrating Venezuelas in Fremd- und Landeswährung herabgestuft, und zwar aufgrund einer überarbeiteten Methodologie, die politischen Risiken mehr Gewicht gab; diese wurden als «Kreditschwäche für Venezuela» betrachtet – obwohl dieses Risiko durch die enormen Öl- und Gasreserven Venezuelas teilweise aufgewogen wird. «S & P Lowers Venezuela's Credit Rating», *Latin American Herald Tribune*, 31. Januar 2012. Siehe: <http://www.laht.com/article.asp?ArticleId=418137&CategoryId=10717>.
- 184** Beispielsweise gab es im September 2011 Berichte, dass «Venezuela nach einer Welle von Verstaatlichungen in strategischen Sektoren der Volkswirtschaft, darunter Energie, Metall, Zement, Nahrungsmittel sowie Ver- und Entsorgung mit etwa 20 internationalen Schiedsgerichtsverfahren konfrontiert ist». 2011. «Venezuela ready to pay Exxon only \$1bn», *Financial Times*, 22. September. Siehe: <http://www.ft.com/cms/s/0/7bcc5e16-e530-11e0-bdbn00144feabcd0.html#ixzz1YmXB7ZHO>.

- 185** 2012. «Exxon vs. Venezuela to go a few more rounds», *marketwatch.com*, 12. Januar; <http://blogs.marketwatch.com/thetell/2012/01/12/exxon-vs-venezuela-to-go-a-few-more-rounds/> und «Verdict reached in Venezuela-Exxon Mobil dispute-sources», *Reuters*, 1. Januar. Siehe: <http://af.reuters.com/article/energyOilNews/idAFL1E8C100K20120101>. Und 2011. «Venezuela negotiating with Exxon only through International Arbitration, Confirms Oil Minister», *Venezuelaanalysis.com*, 26. September. Siehe: <http://venezuelaanalysis.com/news/6518>. Das Unternehmen sagte bei der Bekanntgabe der Ergebnisse für 2010, dass es \$ 1,46 Milliarden zurückgelegt hatte, um die potentiellen Kosten von Schiedsgerichtsverfahren zu decken, wozu auch diejenigen gehörten, die sich auf Auseinandersetzungen mit Exxon Mobil Corp. und ConocoPhillips bezogen. 2011. «UPDATE 4-PDVSA debt to suppliers leapt to \$10.9 bln in 2010», *Reuters*, 26. Juli. Siehe: <http://www.reuters.com/article/2011/07/26/venezuela-pdvsa-idUSN1E76P0LG20110726>
- 186** 2011. «UPDATE 1-Venezuela's Chavez hikes windfall tax on oil firms», *Reuters*, 22. April. Siehe: <http://af.reuters.com/article/energyOilNews/idAFN2212275020110422?sp=true>. «Dem neuen Dekret zufolge werden die PDVSA und ihre ausländischen Partner dem Staat 80 Prozent des Einkommens aus Ölverkäufen zu mehr als \$ 70 pro Barrel zahlen müssen, wobei der Anteil auf 90 Prozent steigt, wenn die Preise \$ 90 pro Barrel erreichen. Sämtliches Einkommen bei Preisen über \$ 100 pro Barrel wird mit 95 Prozent besteuert [...] Zwischen November und Januar nahm Venezuela \$ 800 Millionen aus der Steuer auf unerwartete Gewinne ein, sagte Ölminister Rafael Ramirez im Februar.»
- 187** 2011. «Concerns linger over Venezuela's Orinoco oil plans», 29. September, *Reuters*. Siehe: <http://uk.reuters.com/article/2011/09/29/venezuela-orinoco-idUKS1E78R1WN20110929>.
- 188** Ebd., und 2010. «ENI signs \$17bn Venezuela oil deal», *BBC*, 23. November. Siehe: <http://www.bbc.co.uk/news/world-us-canada-11817233>.
- 189** Ebd.
- 190** Ebd. Im Dezember 2011 unterzeichnete die ENI auch einen \$ 1,5 Milliarden schweren Vertrag mit der PDVSA und Repsol, um ein enormes neues Gasfeld im Golf von Venezuela zu entwickeln. Im Perla-Feld gibt es geschätzte 17 Billionen Kubikmeter Gas oder 3 Milliarden boe. 2011. «Venezuela to Open up Massive Natural Gas Field with European Investment», *Oilprice.com*, 29. Dezember. Siehe: <http://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/Venezuela-to-Open-up-Massive-Natural-Gas-Field-with-European-Investment.html>.
- 191** Zusätzlich zu den Ölgesellschaften, die bereits im Orinoco-Gürtel engagiert sind, soll Venezuela mit der Türkei eine Vereinbarung über eine Kooperation im Ölsektor unterzeichnet haben, und es gab Berichte, dass die peruanische staatliche Ölgesellschaft Petroperú eine Beteiligung am Ayacucho-Block erwerben wird, nachdem Präsident Humala den Orinoco-Gürtel im Januar 2012 besucht hatte. In Folge der Kritik seitens der Wirtschaftslobby über die hohen Risiken einer solchen Investition hat der Außenminister Perus die Vereinbarungen mit der PDVSA jedoch heruntergespielt, indem er sagte, dass das Unternehmen kurzfristig keine Finanzierung anbieten würde, obwohl die Vereinbarungen der Petroperú die Option für zukünftige Investitionen ermöglichen. Siehe 2011. «Venezuela, Turkey Sign Oil Accord», *Latin American Herald Tribune*. Siehe: <http://www.laht.com/article.asp?ArticleId=375828&CategoryId=10717>. Und 2012. «Petroperú to participate in Orinoco oil Belt», *EL UNIVERSAL* (Venezuela), 9. Januar. Siehe: <http://www.eluniversal.com/economia/120109/petroperu-to-participate-in-orinoco-oil-Belt>. Und «Petroperú not to fund the Orinoco Belt in the short term», *EL UNIVERSAL* (Venezuela), 9. Januar. Siehe: <http://www.eluniversal.com/economia/120109/petroperu-not-to-fund-the-orinoco-Belt-in-the-short-term>.
- 192** 2011. «Eni to fund \$1.5 billion PDVSA development of Orinoco block», *Oil and Gas Journal*, 29. Juli 2011. Siehe: <http://www.ogj.com/articles/2011/07/eni-to-fund-pdvsa-development-of-orinoco-block.html>.

- 193** Das Ziel ist, bis 2014 die Förderung von 118.000 Barrel pro Tag auf 1,1 Millionen Barrel pro Tag zu steigern. Im Gegenzug «wird Venezuela die Kredite zurückzahlen, indem es 400.000 Barrel Öl pro Tag zu Marktpreisen an China liefert». 2011. «Venezuela, China sign US\$6b oil deals», *channelnewsasia.com*, 25. November. Siehe: http://www.channelnewsasia.com/stories/afp_world_business/view/1167521/1/.html. Und «UPDATE 1-Venezuela-China oil firms to boost output by 2014», *Reuters*, 22. November. Siehe: <http://af.reuters.com/article/energyOilNews/idAFN1E7AL21V20111122>.
- 194** 2011. «Venezuela, China sign US-\$ 6b oil deals», *channelnewsasia.com*, 25. November. Siehe: http://www.channelnewsasia.com/stories/afp_world_business/view/1167521/1/.html.
- 195** 2010. «China eyes Venezuelan and Brazilian Oil». *Petroleumworld*, 13. März. Siehe: <http://www.petroleumworld.com/sati10031301.htm>. Und: «Will PDVSA be able to deliver promised supply to China? Venezuela entangled by oil debt», *Buenos Aires Herald*, 24. August. Siehe auch Ratliff, W., 2006. Research Fellow, Hoover Institution, Stanford University, «China and Venezuela: Pragmatism and Ideology», Testimony before the U.S.-China Economic and Security Review Commission *China's Role in the World: Is China a Responsible Stakeholder?*, 3. August. Siehe: http://www.uscc.gov/hearings/2006hearings/written_testimonies/06_08_3_4wrts/06_08_3_4_ratliff_william_statement.php.
- 196** «Das Carabobo-2-Projekt umfasst die Blöcke Carabobo-2 Nord und Carabobo-4 West. Sie befinden sich im Orinoco-Schweröl-Gürtel und umfassen zusammen 342 km². Schätzungen zufolge gibt es dort 40 Milliarden Barrel (6,5 Milliarden Tonnen) Öl. Es wird erwartet, dass die Förderung von Rohöl bei mehr als 400.000 Barrel pro Tag (25 Millionen Tonnen pro Jahr) ihren Spitzenwert erreicht.» 2011. «Rosneft Expanding Into Strategic Market Of Venezuela», *Eurasia Review*, 9. Dezember. Siehe: <http://www.eurasiareview.com/09122011-rosneft-expanding-into-strategic-market-of-venezuela/>. Und «Rosneft, PDVSA Sign Deal for Venezuela Heavy-Oil Block», *Latin American Herald Tribune*, 8. Dezember. Siehe: <http://www.laht.com/article.asp?ArticleId=450404&CategoryId=10717>.
- 197** Ebd.
- 198** Ebd. Venezuela hat außerdem einen 4 Milliarden US-Dollar schweren Kredit mit Russland zur Finanzierung von Waffenkäufen unterzeichnet, im Gegenzug für verstärkten Zugang von Rosneft und Gazprom zum Orinoco-Gürtel (Junín-6 Block) sowie zu Offshore-Gasfeldern. In einer separaten Vereinbarung haben Venezuela und Russland sich darauf geeinigt, 2 Milliarden US-Dollar an Kapital für eine Bank, die Evrofinance Mosnarbank SA, bereitzustellen, die Wohnungsbauprojekte und die Entwicklung des Junín-6 Blocks finanzieren wird. Die Bank gehört zu 49,9 Prozent der staatlichen Entwicklungsbank Venezuelas. 2011. «Venezuela Receives Russian Armaments Loan for Increased Energy Access», *Oilprice.com*, 12. Oktober. Siehe: <http://oilprice.com/Energy/General/Venezuela-Receives-Russian-Armaments-Loan-for-Increased-Energy-Access.html>. Und «Russia Lends Venezuela \$4 Billion in Return for Oil Projects», 7. Oktober. Siehe: <http://www.bloomberg.com/news/2011-10-07/russia-lends-venezuela-4-billion-in-return-for-oil-projects-1-.html>.
- 199** 2011. «UPDATE 1-Venezuela's PDVSA triples contributions to state», 7. Dezember. Siehe: <http://uk.reuters.com/article/2011/12/07/venezuela-pdvsa-idUKN1E7B60GE20111207>.
- 200** 2011. «Indebtedness: Venezuela owes China, Russia and Brazil USD 34 billion», *EL UNIVERSAL* (Venezuela), 12. August. Siehe: <http://www.eluniversal.com/2011/08/12/venezuela-owes-china-russia-and-brazil-usd-34-billion.shtml>
- 201** 2011. «Reading the fine print on Venezuela's Chinese loans», *Financial Times*, 23. November. Siehe: <http://blogs.ft.com/beyond-brics/2011/11/23/reading-the-fine-prints-in-chinas-loans-to-venezuela/> - respond. Und: 2010. «Will PDVSA be able to deliver promised supply to China? Venezuela entangled by oil debt», *Buenos Aires Herald*, 24. August.
- 202** Ebd.

- 203** 2011. «Well of trouble for Venezuela's state oil giant», *JOL* (South Africa), 21. August. Siehe: <http://www.iol.co.za/business/international/well-of-trouble-for-venezuela-s-state-oil-giant-1.1121913>. Und: «UPDATE 1-Venezuela's PDVSA triples contributions to state», *Reuters*, 7. Dezember. Siehe: <http://uk.reuters.com/article/2011/12/07/venezuela-pdvsa-idUKN1E7B60GE20111207>.
- 204** Dickey, K., Council on Hemispheric Affairs, 2011, «Hugo Chávez And The Future Of Venezuela – Analysis» in *Eurasia Review*, 5. Dezember.
- 205** 2011. «UPDATE 1-Venezuela's PDVSA triples contributions to state», *Reuters*, 7. Dezember. Siehe: <http://uk.reuters.com/article/2011/12/07/venezuela-pdvsa-idUKN1E7B60GE20111207>.
- 206** Ebd.
- 207** 2011. «Venezuela oil output to hit 3.5m bpd by 2012», *Reuters*, 31. Dezember. Für eine Analyse sozialer, ökonomischer und politischer Indikatoren in Venezuela unter Chavez, siehe Dickey, K., Council on Hemispheric Affairs, 2011, a.a.O. Siehe: <http://www.eurasiareview.com/05122011-hugo-chavez-and-the-future-of-venezuela-analysis>.
- 208** Ebd.
- 209** 2011. «Venezuela oil output to hit 3.5m bpd by 2012», *Reuters*, 31. Dezember und «Venezuela plans long-term boost in oil output», *The Associated Press*, 6. August. Siehe: <http://www.businessweek.com/ap/financialnews/D9OUPB5O0.htm>. Siehe auch «Chavez wants higher OPEC quota for Venezuela», *Reuters*, 30. Juli.
- 210** Ebd.
- 211** 2011. «Pdvs decreto la Faja en emergencia para acelerar proyectos», *EL UNIVERSAL* (Venezuela), 19. Juli. Siehe: <http://www.eluniversal.com/2011/07/19/pdvsa-decreto-la-faja-en-emergencia-para-acelerar-proyectos.shtml>. Und: «Concerns linger over Venezuela's Orinoco oil plans», 29. September, *Reuters*. Siehe: <http://uk.reuters.com/article/2011/09/29/venezuela-orinoco-idUKS1E78R1WN20110929>
- 212** 2011. «Venezuela to Invest \$5 Billion in Orinoco Oil Belt, Chavez Says», *Reuters*, 31. Dezember. Siehe: <http://www.bloomberg.com/news/2011-12-31/venezuela-to-invest-5-billion-in-orinoco-oil-belt-chavez-says.html>. Und: «Venezuela oil output to hit 3.5m bpd by 2012», *Reuters*, 31. Dezember. Der *Financial Times* zufolge: «Im Jahre 2008 versprach die PDVSA, bis 2012 5,8 Millionen bpd zu fördern (der aktuelle Output, nach Angaben der heftig umstrittenen Schätzungen der PDVSA, beträgt etwa 3 Millionen bpd). Bis 2009 hatte die PDVSA dieses Ziel auf 4,9 bpd angepasst, jedoch nicht bis 2013; im vergangenen Jahr hat sie es wieder auf 4,46 Millionen bpd gesenkt, diesmal nicht bis 2015 zu erwarten. Und, kaum zu glauben: Ja, dieses Ziel wurde in diesem Jahr erneut ohne Aufhebens zurückgestutzt, auf 4 Millionen bpd bis 2015», 29. Juli. Siehe: <http://blogs.ft.com/beyond-brics/2011/07/29/pdvsa-happy-birthday-chavez/#axzz1ky2bdCZN>. Und: 2010. «Will PDVSA be able to deliver promised supply to China? Venezuela entangled by oil debt», *Buenos Aires Herald*, 24. August.
- 213** Siehe zum Beispiel 2011. «VenEconomy: Unproductive, Accident-Prone, and in Ruins»; *Latin American Herald Tribune*. Siehe: <http://www.laht.com/article.asp?ArticleId=462388&CategoryId=13303>.

- 214** 2011. «Chevron Sees Production In Orinoco Oil Field In Early 2012», 28. September, *Dow Jones Newswires*. Siehe: <http://www.foxbusiness.com/markets/2011/09/28/chevron-sees-production-in-orinoco-oil-field-in-early-2012/print#ixzz1km9eJkUK>. Und: «Well of trouble for Venezuela's state oil giant», *IOL* (South Africa), 21. August. Siehe: <http://www.iol.co.za/business/international/well-of-trouble-for-venezuela-s-state-oil-giant-1.1121913>. Im Jahre 2011 gab es beim Pensionsfonds der PDVSA einen Verlust in Höhe von etwa \$400 Milliarden, nachdem diese Gelder in ein betrügerisches Vorhaben investiert wurden, das von einem in den USA ansässigen Berater der PDVSA und des Finanzministeriums aufgelegt worden war. «Well of trouble for Venezuela's state oil giant», *IOL* (South Africa), 21. August. Und: 2010. «Venezuelan Production and Exports Decline in June», *Energy Intelligence*, 30. Juli.
- 215** 2012. «Venezuelan revival», *National Post* (Canada), 17. März 2012. Siehe: <http://www.nationalpost.com/related/topics/Venezuelan+revival/6317624/story.html>.
- 216** 2011. «UPDATE 1-Venezuela-China oil firms to boost output by 2014», *Reuters*, 22. November. Siehe: <http://af.reuters.com/article/energyOilNews/idAFN1E7AL21V20111122>. Und: 2012. «Venezuela Drills New Orinoco Oil Wells to Boost Production», *Bloomberg*, 24. Januar. Siehe: <http://mobile.bloomberg.com/news/2012-01-24/pdvsa-russian-partners-begin-drilling-at-junin-6-ramirez-says>
- 217** Ebd.
- 218** 2011. «Russia-Venezuela Oil Venture Said Set to Miss 2012 Output Target», *Bloomberg*, 15. Dezember. Siehe: <http://www.bloomberg.com/news/2011-12-15/russia-venezuela-oil-venture-said-set-to-miss-2012-output-target.html>
- 219** Ebd.
- 220** 2011. Embassy of the Bolivarian Republic of Venezuela, Washington DC, USA. Siehe <http://venezuela-us.org/ambiente/>. Letzter Zugriff: 5. Februar.
- 221** 2010. Encyclopedia of Earth, «Orinoco Wetlands». Letzter Zugriff: 11. August. Siehe: http://www.eoearth.org/article/Orinoco_wetlands. Tatsächlich ist Venezuela eines der zehn Länder der Welt mit der größten Artenvielfalt.
- 222** Ebd. «Die Stadt Tucupita und die sie umgebenden Ortschaften sind eine Ausnahme.»
- 223** 2011. «Venezuela oil output to hit 3.5m bpd by 2012», *Reuters*, 31. Dezember. Und: «Chevron Sees Production In Orinoco Oil Field In Early 2012», *Dow Jones Newswires*, 28. September. Siehe: <http://www.foxbusiness.com/markets/2011/09/28/chevron-sees-production-in-orinoco-oil-field-in-early-2012/print#ixzz1km9eJkUK>.
- 224** Siehe auch 2011. «Latin America Has One-Fifth of Global Oil Reserves», 15. Juli. Siehe: <http://ipsnews.net/news.asp?idnews=56498>.
- 225** 2011. «Concerns linger over Venezuela's Orinoco oil plans», 29. September, *Reuters*. Siehe: <http://uk.reuters.com/article/2011/09/29/venezuela-orinoco-idUKS1E78R1WN20110929>.
- 226** Die venezolanische Regierung plant das «Sozialistische Orinoco-Projekt» zur Regionalentwicklung mit dem Ziel, etwa 26 Millionen US-Dollar in die Bereitstellung von Dienstleistungen zu investieren (Bildung, Gesundheit, Verkehr, Wohnungsbau), etwa 100.000 neue Arbeitsplätze zu schaffen und eine «Universität der Kohlenwasserstoffe» zu etablieren. 2010. «La Faja del Orinoco, desafío extrapesado», *PODER* (Venezuela), März.
- 227** Ebd.
- 228** 2011. *Aportes para un diagnóstico de la problemática ambiental de Venezuela*, ARA, Mai 2011. Siehe auch: http://red*ara*venezuela.blogspot.com.
- 229** Ebd., Kurzfassung.

- 230** Die Region des Orinoco-Ölgürtels ist außerdem von «Wasserumleitungen, Dämmen, Ölbohrungen und Menschen» bedroht, so die Encyclopedia of Earth, «Orinoco Wetlands», a.a.O.
- 231** Ebd., S. 26.
- 232** Ebd.
- 233** Der venezolanischen Regierung zufolge «hat Venezuela eines der ausgedehntesten Systeme von Schutzgebieten in Lateinamerika und der Welt – 34 Prozent des Territoriums von Venezuela sind ausschließlich dem Schutz seiner biologischen Vielfalt gewidmet. Die Schutzgebiete befinden sich in einem rechtlichen Konstrukt namens «Gebiete unter besonderer Verwaltung» (ABRAE) und sind verschiedenen Kategorien zugeordnet, etwa Nationalparks, Nationaldenkmale, Freizeitparks, geschützte Lebensräume für Tiere, nationale Wasserschutzgebiete, Schutzgebiete für wildlebende Pflanzen, ländliche Gebiete integrierter Entwicklung, Biosphärenreservate, Gebiete zum Schutz und zur Erholung der Umwelt, Gebiete für landwirtschaftliche Ausbeutung, Schutzzonen, Waldschutzgebiete, Schutzgebiete für den Bau von Stauseen, Schutzgebiete für öffentliche Bauarbeiten, marine Tiefseeküsten, Zonen von touristischem Interesse, Sicherheitszonen, Grenzsicherungszonen und Orte des historischen Erbes.» 2011. Embassy of the Bolivarian Republic of Venezuela, Washington DC, USA. Siehe: <http://venezuela-us.org/ambiente/>. Letzter Zugriff: 5. Februar.
- 234** 2011. ARA, a.a.O., S. 27.
- 235** Ebd.
- 236** Ebd. Für die vollständigen Einzelheiten der vielen Empfehlungen siehe den Bericht.
- 237** Umweltministerium, Venezuela, 2007. «Trabajan conjuntamente en meas de trabajo MinAmb y PdvsA realizan estudios de impacto ambiental en faja petrolífera del Orinoco», 2. August. Siehe: http://www.minamb.gob.ve/index.php?option=com_content&task=view&id=572&Itemid=43.
- 238** Ebd.
- 239** Ebd.
- 240** Ebd. Dem Umweltbericht der PDVSA für 2010 zufolge wurden 111 Umweltverträglichkeitsprüfungen durchgeführt, aber sie wurden nicht der Öffentlichkeit zugänglich gemacht. Es ist nicht möglich zu sagen, ob irgendwelche davon mit dem Orinoco-Gürtel zu tun hatten.
- 241** IEA, 2010. *World Energy Outlook 2010*, a.a.O., S. 162.
- 242** Ebd.
- 243** PDVSA, 2011. *Balance de Gestión Social y Ambiental 2010*, Caracas, Juli.
- 244** 2011. «Reclaman a petroleras transnacionales la acumulación de coque: Afirman que los desechos generan problemas respiratorios», *EL UNIVERSAL* (Venezuela), 24. August. Siehe: <http://www.eluniversal.com/2011/08/24/reclaman-a-petroleras-transnacionales-la-acumulacion-de-coque.shtml>.
- 245** Ebd.
- 246** PDVSA, 2011. «PDVSA firma convenios para la restauración estratégica de los sistemas de transporte de coque», 9. August. Siehe: http://www.pdvsA.com/index.php?tpl=interface.sp/design/salaprensa/readnew.tpl.html&newsid_obj_id=9400&newsid_temas=1.
- 247** 2010. «La Faja del Orinoco, desafío extrapesado», PODER (Venezuela), März.
- 248** Ebd.

- 249 US Department of Energy National Energy Technology Laboratory (DOE NETL), 2009 «Consideration of Crude Oil Source in Evaluating Transportation Fuel GHG Emissions», National Energy Technology Laboratory, 20. März 2009, DOE/NETL-2009/1360, S. 6. Dank an Simon Mui vom National Resources Defence Council für die Bereitstellung dieser Informationen.
- 250 US DOE/NETL, 2009. «Consideration of Crude Oil Source in Evaluating Transportation Fuel GHG Emissions», NETL, 20. März, DOE/NETL-2009/1360.
- 251 Ebd.
- 252 Ebd., S. 4.
- 253 Ebd., S. 5.
- 254 2011. ARA, a.a.O., S. 36.
- 255 Ebd. Siehe diesen Bericht für weitere Einzelheiten zu den Klimaauswirkungen, die Venezuela bereits betreffen oder das Land in der Zukunft wahrscheinlich betreffen werden, sowie damit zusammenhängende Themen, etwa Entwaldung und Energieeffizienzzraten.
- 256 Ebd., S. 37.
- 257 Ebd., S. 37-38.
- 258 Ebd., S. 38.
- 259 World Energy Council, «Natural Bitumen», S. 131.
- 260 Dies ist die Ansicht des Artikels im *Wall Street Journal* «Madagascar, Cambodia and Ghana Are Leading Frontier Oil Exploration Geographies and Will Drive Capital Investment Spending for Major Integrated Producers», *Oil and Gas Production and Distribution Report, Wall Street Journal*, 2. Juni 2010.
- 261 Oil Industry Ready to Gamble on Alternative Energy, *The Financial Times*, 18. Februar 2007.
- 262 IEA, *World Energy Outlook 2010*, a.a.O., S. 164
- 263 Madagaskar schafft es mit knapper Not in das oberste Drittel der Länder auf dem Index of African Governance der World Peace Foundation; bei der menschlichen Entwicklung fällt das Land fast in das unterste Drittel der Länder (Madagaskar steht auf Platz 17 von 53 Ländern insgesamt und auf Platz 34 für menschliche Entwicklung); World Peace Foundation, *Strengthening African Governance: Index of African governance*, Oktober 2009, S. 18 und 227, <http://www.worldpeacefoundation.org/african-governance.html>.
- 264 Welternährungsprogramm, *Madagascar: Comprehensive Food Security and Vulnerability Analysis, Vulnerability Analysis and Mapping Branch* (ODAV), April 2006, S. 20, <http://documents.wfp.org/stellent/groups/public/documents/ena/wfp108512.pdf>.
- 265 Siehe Heinrich-Böll-Stiftung, *Energy Futures? Eni's Investments in Tar Sands and Palm Oil in the Congo Basin*, 2009.
- 266 IEA, *World Energy Outlook 2010*, a.a.O., S. 164
- 267 USGS, «Discovered original oil in place» bezieht sich auf «das Volumen an ursprünglich vorhandenem Öl (natürliches Bitumen/Schwerstöl), das für im Feld gemessene Vorkommen oder Teilen von Vorkommen angegeben wird», wohingegen «Reserven» bedeutet, «diejenigen Mengen an Öl, [...] von denen erwartet wird, dass sie technisch (aber nicht notwendigerweise gewerblich) aus bekannten Akkumulationen gefördert werden können [...]». Der Begriff Reserve in diesem Zusammenhang hat keine ökonomische Konnotation.» 2005. World Energy Council, «Natural Bitumen», S. 131.
- 268 Ebd., S. 133.

- 269 Eni, «Eni Signs Strategic Agreement with the Democratic Republic of Congo», 12. August 2009, http://www.eni.com/en_IT/media/press-releases/2009/08/2009-08-12-strategic-agreement-congo.shtml.
- 270 African Development Bank, *Democratic Republic of Congo Economic and Sector Work: Regional Economic Development in Bas Congo in the Context of Decentralization in the Democratic Republic of Congo (DRC)*, Oktober 2009, S. 11.
- 271 FoE, «Tar Sands: Fuelling the Climate Crisis», S. 22-23; Nigerian Ministry of Mines and Steel Development, *Tarsands & Bitumen: Exploration Opportunities in Nigeria*, 2010, <http://mmsd.gov.ng/publications/publications.asp>.
- 272 FoE, «Tar Sands: Fuelling the Climate Crisis», S. 22-23.
- 273 Siehe zum Beispiel Amnesty International, *Nigeria: Petroleum, Pollution and Poverty in the Niger Delta*, Juni 2009; AFR 44/017/2009.3472009.
- 274 Siehe FoE, «Tar Sands: Fuelling the Climate Crisis», S. 22-3; siehe auch ERA.
- 275 So wurde das Angebot des britischen Konzerns Tullow Oil für Explorationsrechte in dieser Gegend in kontroverser Weise und unter Korruptionsvorwürfen zugunsten von zwei südafrikanischen Start-ups übergegangen, «Oil Deal Switch is New Turn-off for Congo Investors», *Reuters*, 15. Juli 2010.
- 276 «Soco Farms Out 20 pct of DRC Block to Japan's Inpex», *Reuters*, 15. Juli 2010.
- 277 «Italy's Eni to Take Share in Congo Oil Block», *Reuters*, 16. August 2010.
- 278 «Breaking the Congo Curse», *Upstream*, 7. November 2008.
- 279 «Horn of Africa is on Tullow Radar», *Upstream*, 4. Dezember 2009.
- 280 Webseite von SouthWest Energy, letzter Zugriff: Juli 2010, http://www.sw-oil-gas.com/executive_summary.htm. Im Dezember 2009 wurde berichtet, dass die Unterzeichnung einer Vereinbarung über Bezugsrechte zwischen SW Energy und der äthiopischen Regierung bevorstand, «Horn of Africa is on Tullow radar».
- 281 Angolas Ölminister behauptete, dass das Land im Jahre 2011 die Förderung auf 2 Mbdpd würde steigern können, «Angola Could Raise Oil Output to 2 mln bpd in 2011», *Reuters*, 23. Juli 2010; siehe auch «Angola: An Emerging Oil Power without the Baggage», *Energy Tribune*, 19. Juli 2010.
- 282 «Perspective: Macondo's Impact on Global Supply», *Energy Intelligence*, 18. Juni 2010.
- 283 «Ghana Prepares for Oil Boom», www.OilReviewAfrica.com, ohne Datum; «Ghana: Investment Opportunities Amid the Oil Boom», *Business Monitor*, 5. August 2010.
- 284 Oxfam America und Isodec, *Ghana's Big Test: Oil's Challenge to Democratic Development*, 13. Februar 2009, <http://www.oxfamamerica.org/publications/ghanas-big-test>.
- 285 Exxon Mobil, «Enabling Unconventional Resources», Präsentation beim *8th U.S.-China Oil and Gas Industry Forum*, San Francisco, USA, 9.-11. September 2007.
- 286 IEA, *World Energy Outlook 2010*, a.a.O., S. 165-168.
- 287 Ebd., S. 217.
- 288 Ebd., S. 165-168.
- 289 EIA, *Assumptions to the Annual Energy Outlook 2010*, 9. April 2010, http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/assumption/oil_gas.html.
- 290 Ebd., S. 168.
- 291 Ebd., S. 169.
- 292 Ebd.
- 293 «Oil from a Stone», *Fortune*.

- 294 «As U.S. Suspends Deep-Water Oil Drilling, Other Nations Move Ahead», *The Washington Post*, 22. Juli 2010. Es gibt verschiedene Definitionen für «Tiefsee», aber 400 Meter ist typischerweise die Grenze zwischen flach und tief, und Tiefen ab 1.500 Meter werden als ultratief bezeichnet.
- 295 «Perspective: Macondoís Impact», *Energy Intelligence*.
- 296 Zum Beispiel, Republik Kongo; siehe auch «As US Suspends Deep-Water Oil Drilling», *The Washington Post*.
- 297 «Drillers Sit Out Gulf of Mexico Moratorium», *Energy Intelligence*, 9. August 2010.
- 298 Ebd.
- 299 Ebd. Kanada hat einen Vergleich der kanadischen und der US-amerikanischen Regeln begonnen, und Brasiliens nationale Regulierungsbehörde für Petroleum hat Unternehmen, die in den Gewässern des Landes nach Öl bohren, aufgefordert, die Wahrscheinlichkeit eines Unfalls in den Gewässern vor Brasilien neu zu bewerten. In Nigeria sucht Präsident Goodluck Jonathan, selbst ehemaliger Umweltbeamter im konfliktbeladenen ölfreien Niger-Delta, nach Lehren aus den USA.
- 300 «Oil Lessons for Brazil», *Oxford Analytica*, 7. Februar 2010.
- 301 «Perspective: Macondoís Impact», *Energy Intelligence*; «Shell Fears Year-long Delay over Alaska», *Financial Times*, 13. Januar 2011.
- 302 «Unlimited Liability for Gulf Spills Would Kill Development», *Financial Times*, 28. Juli 2010; «Spill-Liability Fight Could Kill the Energy Bill», *The New Republic*, 28. Juli 2010. «EPA Board Stops Shell's Arctic Clean Air Permits», *AP*, 3. Januar 2011; «Greenpeace Sues UK for End to Shetland Oil Drilling», *The Daily Telegraph*, 29. Januar 2011.
- 303 «BP in \$16 bn Share Swap with Rosneft», *Financial Times*, 15. Januar 2011; «Greenpeace Sues UK», *The Daily Telegraph*.
- 304 «Oil Lessons for Brazil», *Oxford Analytica*.
- 305 Ebd.; siehe auch «Offshore Challenge Looms for Brazil», *Financial Times*, 15. September 2010; Petrobras, «What is the Pre-salt?» Letzter Zugriff: Februar 2011, <http://www.petrobras.com.br/minisite/presal/en/questions-answers/default.asp>.
- 306 «Petrobras Releases Capital Spending Plans for 2010-14», *Energy Intelligence*, 22. Juni 2010.
- 307 Petrobras, «About Petrobras», Petrobras-Webseite, letzter Zugriff: August 2010, http://www2.petrobras.com.br/Petrobras/ingles/visao/vis_index.htm.
- 308 Stratfor, «Brazil: Strategic Planning for Pre-Salt», nachgedruckt in *Energy Source*, Forbes Blog, 8. Juli 2010.
- 309 «Oil Lessons for Brazil», *Oxford Analytica*.
- 310 «Brazilian Pre-Salt Reserves Bring Role of Oil Industry into Question», *Oil & Gas Financial Journal*, 31. Juli 2009.
- 311 «Oil Lessons for Brazil», *Oxford Analytica*.
- 312 Ebd. Obwohl «Petrobras vom Moratorium auf Offshore-Bohren im Golf von Mexiko profitieren wird, das wahrscheinlich die Mietpreise für Offshore-Bohrinseln drücken wird»; «Petrobras Releases Capital Spending Plans», *Energy Intelligence*.
- 313 «Brazilian Pre-Salt Reserves», *Oil & Gas Financial Journal*.

- 314** Stratfor, «Brazil Strategic Planning», *Energy Source*. Um eine übermäßige Konzentration von Macht bei Petrobras zu vermeiden, hat Brasilien außerdem ein neues staatliches Unternehmen gegründet, Pre-Sal Petroleo, um neue Projekte zu managen und «um ein neues Vertragssystem einzusetzen, das es dem Staat ermöglicht, Vereinbarungen über Bezugsrechte zu implementieren, die im Falle von Preissteigerungen dem Staat, nicht den Ölkonzernen, einen größeren Teil der zusätzlichen Gewinne zukommen lassen.» Siehe auch die Bemerkung von Dilma Roussef, der damaligen Stabschefin des Präsidenten, in «Roussef backs new regulations», *Upstream*, 6. August 2009.
- 315** Interview mit Marina Silva, *The Financial Times*, 5. Oktober 2009; «Brazil's Presidential Poll Heads for Run-off», *The Financial Times*, 4. Oktober 2010.
- 316** Ebd.
- 317** IEA, *World Energy Outlook 2010*, a.a.O., S. 164.
- 318** M. Finer, C.N. Jenkins, S.L. Pimm, B. Keane und C. Ross, «Oil and Gas Projects in the Western Amazon: Threats to Wilderness, Biodiversity and Indigenous Peoples», in: *Save America's Forests*, 2008. Dieser Bericht erläutert detailliert die Lizenzbereiche und die Explorationslandschaft im Amazonasgebiet mit Stand 2008.
- 319** Ebd.
- 320** «Savia to Invest US \$120 Million in Oil Exploration in Peru», *Livinginperu.Com*, 17. Juli 2010.
- 321** «More of the Amazon Opened to Oil Development», *mongabay.com*, 24. Mai 2010.
- 322** «Colombia: Same Direction», *Energy Intelligence*, 25. Juni 2010.
- 323** «Initial Interest High in Colombia Round», *Upstream*, 25. Juni 2010.
- 324** «Colombia: Same Direction», *Energy Intelligence*.
- 325** «Colombia Expects \$57 Billion Oil, Mining Investment in 2010–2015», *Colombia Reports*, 22. Juli 2010.
- 326** Ebd. Siehe auch «ANH is Pleased with Licence Round Results», *Upstream*, 25. Juni 2010.
- 327** Finer et al., *Save America's Forests*.
- 328** Pacific Rubiales Energy Corporation, «Pacific Rubiales Scoops Up 6 Blocks in Colombia», *Rigzone*, 23. Juni 2010.
- 329** «Bolivia Gas under State Control», *BBC News*, 2. Mai 2006; siehe auch C. Zissis, «Bolivia's Nationalization of Oil and Gas», Council on Foreign Relations, 12. Mai 2006.
- 330** «Bolivia Oil and Gas Report Q1 2010», *Business Monitor International*, 3. Dezember 2009.
- 331** Sie müssten auch eine Einkommensteuer in Höhe von 25 Prozent bezahlen, 12 Prozent der Nettoerträge an lokale Entwicklungsprojekte und weitere 3 Prozent an die Belegschaft; «Ecuador», *Energy Intelligence*, 5. Juli 2010; «Ecuador to Keep Oil, Pay Companies Flat Fee», *The Associated Press*, 27. Juli 2010.
- 332** Ebd.; siehe auch «Ecuador Sees Tough Talks Ahead with Oil Companies», *Reuters Africa*, 27. Juli 2010; «Ecuador Delays Handing Over New Contracts», *Reuters Africa*, 10. August 2010.
- 333** «Ecuadorian Official Confirms Talks with China on Oil Loan Deal», *China Knowledge*, 19. Juli 2010.
- 334** «Correa Pushes Yasuni Oil Pact», *Upstream*, 14. Januar 2010; Amazon Watch, «Ecuador Signs Historic Yasuni-ITT Deal with UNDP to Keep Oil in the Soil and CO₂ out of the Atmosphere», 3. August 2010. Der Gesamtbetrag von 3,5 Mrd. US-Dollar ist etwa die Hälfte des Betrags, den Ecuador einnähme, wenn es das Öl zu gegenwärtigen Preisen verkaufen würde.
- 335** Ebd.
- 336** «The Current State of the Yasuni-ITT Initiative (Part III)», *The Globalist*, 25. Juni 2010.

- 337 Ebd.; «Ecuador to Leave Oil in Ground», *Green Left Weekly*, 7. August 2010.
- 338 Ebd.
- 339 «Ecuador to Leave Oil in Ground», *Green Left Weekly*.
- 340 Amazon Watch, «Ecuador Signs Historic Yasuni-ITT Deal».
- 341 Im Fall der Exploration nach Teersanden in der Republik Kongo durch Eni z.B. hat der Chief Operating Officer für Exploration und Förderung anfangs behauptet, dass einer der Hauptvorteile des Projekts sein viel geringerer Investitionsaufwand im Verhältnis zu den Kosten solcher Projekte in Kanada sei, denn Eni würde Wasser und Strom, das in einem neuen Kraftwerk, das ebenfalls vom Unternehmen errichtet werden sollte, kostenlos beziehen können. Allerdings übt Eni seitdem Zurückhaltung, diese Behauptungen öffentlich zu wiederholen oder zu erläutern. Siehe Heinrich-Böll-Stiftung, *Energy Futures?*, a.a.O., S. 18 und 21.
- 342 George Monbiot, 2009, <http://www.youtube.com/watch?v=CDA7nuHK2uc>; <http://www.youtube.com/watch?v=OKRDusvoFOg>.



Die Industrie investiert weltweit in immer schmutzigere und riskantere Formen der Ölgewinnung. Denn der Verbrauch steigt, und die konventionelle Ölförderung geht ständig zurück. Die Ausbeutung von Teersanden, Ölschiefern und Quellen in der Tiefsee bleiben aber nicht ohne schwerwiegende Folgen für das Klima, die Umwelt und die betroffenen

Gemeinschaften. Darüber hinaus ist es eine Ölförderung an den Grenzen der Machbarkeit und der Wirtschaftlichkeit, also der Vernunft.

Das vorliegende Papier beschreibt die treibenden Kräfte hinter den Investitionen in Marginal Oil und gibt einen Überblick über bestehende und mögliche Projekte rund um den Globus.

Heinrich-Böll-Stiftung e. V.
Die grüne politische Stiftung

Schumannstraße 8, 10117 Berlin
T 030 285340 **F** 030 28534109

E info@boell.de

W www.boell.de

ISBN 978-3-86928-101-8